

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Studio di fattibilità tecnico-economico della comunità energetica rinnovabile a Bobbio Pellice (TO) e monitoraggio della centrale cogenerativa a biomassa di Luserna S. Giovanni (TO)



Relatore:

Prof.ssa Guglielmina Mutani

Candidata:

Martina Tancreda

Correlatore:

Dott. Alberto Merlo

Marzo 2021

Grazie

A mia madre, è a lei che dedico questo traguardo.

A mio padre, da cui ho preso la tenacia.

A mio fratello, sempre pronto a supportarmi.

A Roberto, indispensabile nella mia vita e compagno delle avventure migliori.

Grazie a Maria, amica di sempre.

Grazie a Paola, collega e punto di riferimento costante.

Grazie ai miei amici, alle mie coinquiline, ai vicini di casa e a tutte le persone che ho conosciuto in questi anni da fuori sede. Ognuno di voi ha contribuito a rendere questo percorso la scelta migliore che potessi fare.

Grazie alla Prof.ssa Mutani e al suo gruppo di ricerca per avermi dato l'opportunità di partecipare al loro progetto. Sono stati mesi di collaborazione e crescita professionale.

Grazie a Torino, perché mi ha fatto vivere i miei momenti più belli.

Abstract

Il panorama energetico nazionale ed europeo sta affrontando un periodo di profonda trasformazione. Il modello di sistema energetico centralizzato e gerarchico basato sull'utilizzo prevalente di fonti fossili sta lasciando posto ad un sistema di tipo distribuito caratterizzato dalla presenza di piccoli impianti di produzione a fonte rinnovabile.

È in questo scenario di transizione che si inseriscono le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), un modello energetico e sociale innovativo che prevede l'aggregazione di utenti con lo scopo di produrre e condividere energia pulita.

Nel dicembre 2018 la legislazione europea ha definito le configurazioni di condivisione collettiva dell'energia con la Direttiva REDII e a febbraio 2020 l'Italia ha dato il via ad una prima fase di sperimentazione nazionale con l'articolo 42-bis del Decreto Milleproroghe.

Nel presente lavoro di tesi è stato svolto lo studio di fattibilità tecnico-economico del progetto di Comunità Energetica Rinnovabile nel comune di Bobbio Pellice (TO).

Le fonti energetiche rinnovabili studiate comprendono un impianto mini-idroelettrico di proprietà di terzi ma detenuto dalla Comunità e due impianti fotovoltaici di piccola taglia.

Dai profili orari di produzione e consumo sono stati svolti i bilanci energetici interni alla Comunità e sono state calcolate le quote di energia rilevanti a fini economici.

L'analisi si è concentrata sul confronto tra diversi scenari differenziati in base al numero e alla tipologia di utenti considerati. Gli indici di autoconsumo e autosufficienza sono stati calcolati per i singoli utenti e per la CER nelle diverse configurazioni.

Il Net Present Value (NPV) ed il Pay Back Time (PBT) dei diversi scenari sono stati quantificati e confrontati permettendo di concludere con successo l'analisi del progetto che ha evidenziato tempi di ritorno dell'investimento molto contenuti.

Nonostante le attuali normative prevedano forme di incentivazione esclusive per l'energia elettrica, le Comunità Energetiche Rinnovabili includono la possibilità di condivisione di energia termica e gas.

A tale scopo è stato svolto il monitoraggio della centrale cogenerativa a biomassa di Luserna S. Giovanni (TO) e della rete di teleriscaldamento collegata.

L'analisi ha evidenziato elevata disponibilità di energia prodotta ed attualmente non immessa in rete che potrebbe essere condivisa in una ipotetica Comunità Energetica Rinnovabile a Luserna San Giovanni.

INDICE

1.	Comunità energetiche.....	1
1.1.	Definizione di Comunità Energetica e principi condivisi.....	2
1.2.	Quadro normativo europeo	4
1.3.	Quadro normativo nazionale.....	5
1.4.	Legge regionale del Piemonte.....	9
1.5.	Regole tecniche.....	10
1.6.	Cumulabilità e compatibilità con altri meccanismi ed incentivi.....	11
1.7.	Vantaggi.....	12
2.	La Val Pellice.....	13
2.1.	Caratteri idrologici: il torrente Pellice	14
2.2.	Disponibilità di biomassa forestale.....	14
2.3.	Irradiazione solare.....	15
2.4.	Impianti ad energia rinnovabile in Val Pellice	17
2.4.1.	Impianti idroelettrici.....	18
2.4.2.	Impianti fotovoltaici.....	19
2.4.3.	Impianti a biomassa.....	19
3.	Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)	20
3.1.	Utenti della comunità energetica rinnovabile e reperimento dei dati di consumo.....	21
3.1.1.	Profili di consumo degli utenti.....	22
3.2.	Producibilità da solare a Bobbio Pellice (TO) – ArcGis Software	36
3.3.	Impianto idroelettrico.....	49
3.3.1.	Inquadramento territoriale.....	49
3.3.2.	Tipologia di turbina idraulica e dati nominali di progetto	51
3.3.3.	Stima del profilo di produzione della turbina.....	54
3.4.	Verifica soddisfacimento dei vincoli tecnici imposti dal GSE per le CER	57
3.5.	Bilanci energetici	57

3.6.	Indicatori di autoconsumo e autosufficienza	66
3.7.	Analisi economica.....	73
3.7.1.	Ricavi	74
3.7.2.	Spese.....	79
3.7.3.	Net Present Value e Pay Back Time	80
4.	Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)	96
4.1.	Componenti dell'impianto	97
4.2.	Monitoraggio.....	98
4.2.1.	Monitoraggio del combustibile	98
4.2.2.	Monitoraggio dell'impianto	101
4.3.	Analisi dei dati del monitoraggio.....	107
4.3.1.	Ipotesi dati di portata di combustibile.....	109
4.3.2.	Ipotesi sul potere calorifico inferiore del combustibile.....	111
4.3.3.	Conclusioni sull'analisi dei dati	118
4.4.	Utenze della rete di teleriscaldamento	120
4.5.	Rendimento della rete di teleriscaldamento.....	123
4.6.	Valutazione allacciamento edifici comunali.....	124
4.6.1.	Fabbisogno termico degli edifici comunali.....	124
4.6.2.	Valutazione in caso di stagione invernale rigida.....	128
4.7.	Calcolo del fattore di conversione della rete di teleriscaldamento della centrale.....	130
5.	Conclusioni.....	133
	Appendice A.....	136
	Bibliografia	139

1. Comunità energetiche

L'Unione Europea si è posta come promotore attivo nella lotta al cambiamento climatico ed ha deciso di introdurre misure mirate per ridurre l'immissione in atmosfera di gas climalteranti, promuovere l'uso efficiente delle risorse e mitigare l'impatto ambientale riducendo i consumi energetici. A fine 2018 è stato pubblicato il "*Clean Energy for all Europeans package*" (CEP) [1], un pacchetto di normative il cui scopo è quello di costituire "un'economia climatica neutrale" entro il 2050 [2]. Viene quindi introdotto un concetto diverso di sistema energetico in cui si passa da una visione centralizzata e gerarchica in cui l'energia elettrica è generata da grandi centrali di produzione alimentate prevalentemente da fonti fossili, ad una visione di condivisione e collaborazione in cui l'energia è prodotta da impianti di piccola taglia distribuiti localmente sul territorio.

È in questo panorama che nascono le comunità energetiche: sviluppo sostenibile, promozione di energie rinnovabili e decarbonizzazione in cui i cittadini non sono più solo dei semplici consumatori ma svolgono un ruolo attivo agendo come produttori e gestendo energia green.

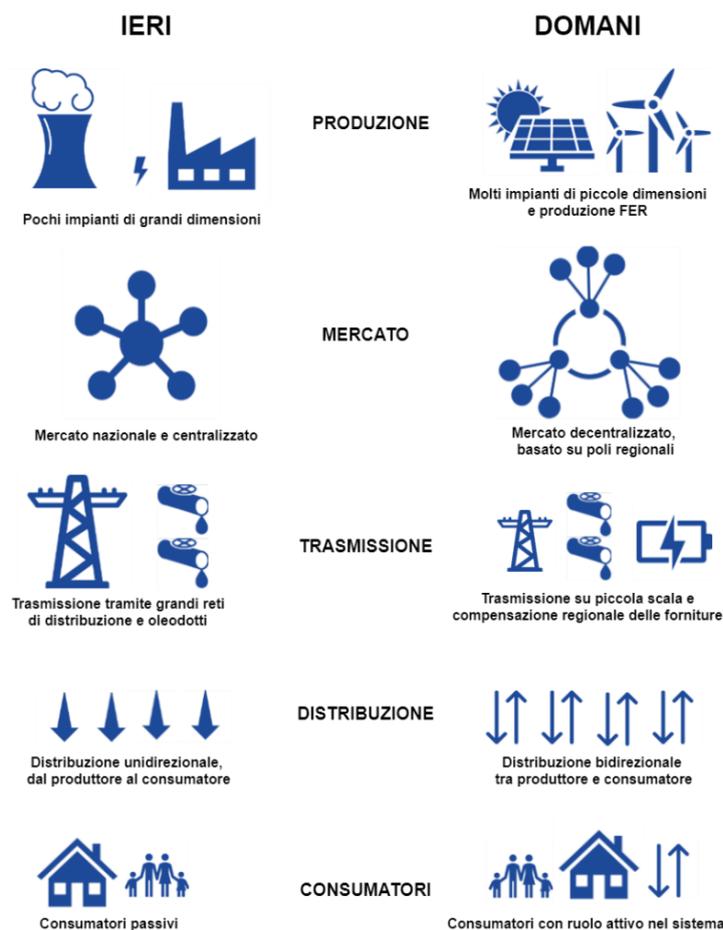


Figura 1: Produzione centralizzata vs distribuita.

1.1. Definizione di Comunità Energetica e principi condivisi

La Comunità Energetica (CE) è definita come un soggetto giuridico avente le seguenti caratteristiche:

- la comunità è un soggetto autonomo ed è controllato dai suoi membri o azionisti;
- i membri o gli azionisti possono essere persone fisiche, enti territoriali, autorità locali, piccole e medie imprese;
- in caso il membro fosse un'impresa privata, la sua partecipazione non deve costituire l'attività commerciale e/o industriale principale;
- la partecipazione alla comunità deve essere aperta e su base volontaria;
- obiettivo della comunità deve essere quello di garantire benefici in termini ambientali, economici e sociali ma non prevalentemente finanziari.

In parole semplici quindi, una comunità energetica è un gruppo di privati, PMI, enti territoriali o autorità locali che volontariamente decidono di costituirsi in forma giuridica allo scopo di produrre e condividere energia in forma collettiva, traendone benefici. Nel caso in cui i membri della comunità si trovino nello stesso edificio o condominio, si parla di gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente. Alla base della CE vi è il concetto di condivisione dell'energia: l'energia prodotta è condivisa all'interno della comunità per far sì che tutti i membri possano trarne benefici. I benefici di interesse collettivo sono di carattere economico, sociale e ambientale prima che di profitto; è questo il motivo per cui le aziende del settore energetico non possono partecipare direttamente come membri della comunità. La CE inoltre prevede una governance democratica e una rappresentanza equa di tutti i soggetti oltre alla promozione della cooperazione e della responsabilità collettiva.

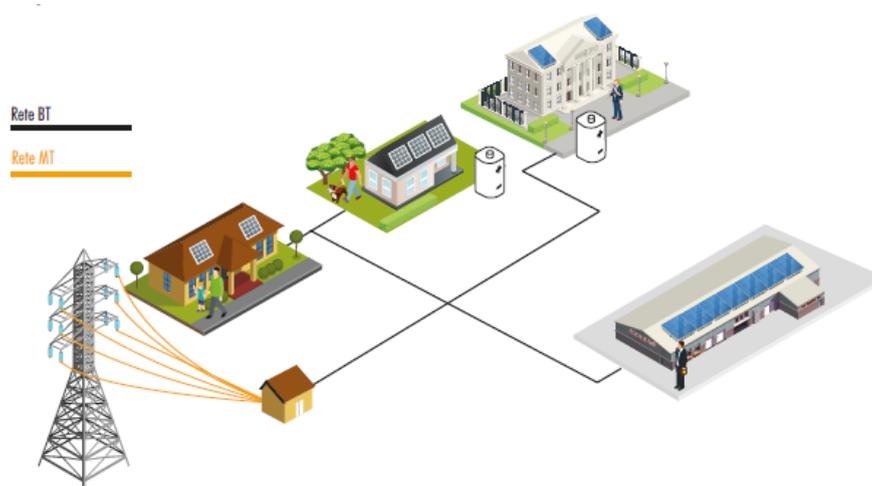


Figura 2: Schema di una comunità energetica [3].

Viene quindi introdotta una nuova figura: il *prosumer*, termine che deriva dall'unione delle due parole inglesi producer (produttore) e consumer (consumatore) e che sta ad indicare una figura che non si limita solo a consumare energia, ma che ne è anche produttore. È questo il ruolo attivo che i cittadini e i membri della comunità possono intraprendere come si auspica nel “Clean Energy Package for all Europeans”. Oltre ai prosumer, le altre figure che possono essere presenti in una CE sono i consumatori (sprovvisti di impianti di produzione e/o accumulo) e i produttori (immettono energia in rete, senza autoconsumo, con o senza accumulo). In base al rapporto tra produttori, consumatori e prosumer, si identificano due possibili architetture di comunità energetiche: one-to-many (uno a molti) o many-to-many (molti a molti). Nel primo scenario vi è un unico impianto di produzione (“one”) la cui energia è condivisa tra più soggetti (“to many”), nella seconda configurazione vi sono più impianti di produzione (“many”) la cui energia è condivisa tra una moltitudine di membri (“to many”).

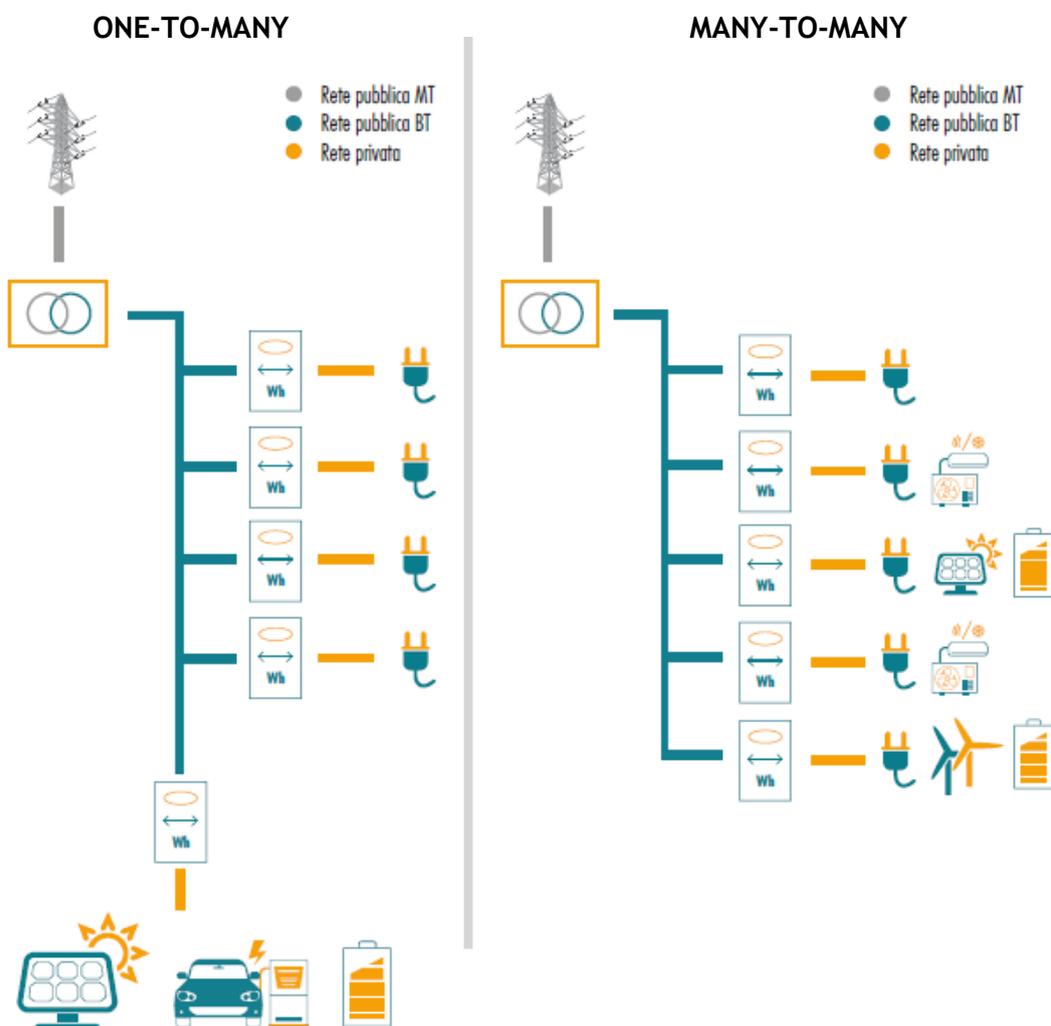


Figura 3: Confronto configurazione one to many e many to many [3].

Se l'energia è prodotta da fonti rinnovabili si parla di Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

1.2. Quadro normativo europeo

Come accennato nel paragrafo precedente, nel 2018 è stato approvato il “*Clean Energy Package*”, un pacchetto legislativo costituito da otto direttive riguardanti diversi temi energetici: energie green, prestazioni energetiche degli edifici, efficienza energetica e mercato elettrico. L’obiettivo è quello di attuare una transizione energetica in cui i cittadini rivestano un ruolo centrale ed attivo. Due delle otto direttive del CEP riguardano il consumo collettivo di energia e introducono i concetti di Comunità energetica di cittadini (CEC), Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e autoconsumo collettivo:

- Direttiva europea 2019/944/EU definisce le CEC;
- Direttiva europea 2018/2001 (RED II) definisce le CER e l’autoconsumo collettivo.

Sia le CEC che le CER sono definite come soggetti giuridici autonomi basati sulla partecipazione aperta e volontaria il cui scopo primario non è il profitto, ma trarre benefici ambientali, finanziari e sociali. Le due configurazioni presentano peculiarità differenti: le CER si basano sul concetto di autonomia tra i membri e di prossimità agli impianti di produzione, le forme di energie incluse sono energia elettrica, termica e gas che devono essere generate da fonti rinnovabili; le CEC non contemplano i concetti di autonomia e prossimità e l’unica forma di energia che può essere gestita è quella elettrica che può derivare da fonti rinnovabili ma anche fossili.

CEC: Comunità Energetiche di Cittadini	CER: Comunità Energetiche Rinnovabili
<ul style="list-style-type: none"> • Fornitura, consumo, stoccaggio, aggregazione e distribuzione di energia elettrica. • Nessuna limitazione geografica esplicita. • Cittadini, PMI, autorità pubbliche, effettivamente controllati da membri o azionisti. • Può configurarsi come proprietario o gestore della rete di distribuzione o come sistema di distribuzione chiuso (SDC). • Mira a creare condizioni di concorrenza uniformi per le comunità. 	<ul style="list-style-type: none"> • Produzione, consumo, stoccaggio e vendita di energia rinnovabile, sia elettrica che termica. • I membri possono essere situati “in prossimità” dei progetti comunitari di energia rinnovabile. • Esclusivamente cittadini, PMI, autorità locali effettivamente controllati da membri o azionisti locali. • Strumento per eliminare le barriere e promuovere e favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili. • Possono essere considerate come un sottoinsieme delle CEC.

L’autoconsumo collettivo è definito dall’articolo 21 della direttiva 2018/2001 e riguarda la condivisione dell’energia all’interno dei confini di un edificio o condominio.

L'art. 2 della direttiva RED II [4] definisce l'auto-consumatore di energia da fonti rinnovabili come "un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un auto-consumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale" [5]. Gli auto-consumatori hanno il diritto di produrre e consumare l'energia per il proprio fabbisogno energetico, immagazzinando o vendendo l'extra-produzione e continuano ad essere considerati consumatori finali dove per consumatore finale si intende "una persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione di energia elettrica e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso sistemi di distribuzione chiusi o linee private" [6].

Gli Stati membri hanno il dovere di recepire le direttive europee stabilite dal CEP e di emanare le normative nazionali entro termini differenziati per le due forme di comunità: la direttiva 2019/944 aveva scadenza il 31/12/2020, mentre la direttiva 2018/2001 ha il termine di recepimento fissato al 30 giugno 2021.

1.3. Quadro normativo nazionale

In Italia nel 2018 viene pubblicato il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che individua le principali misure per raggiungere determinati target in ambito energetico entro l'anno 2030. Il Piano prevede una produzione di energia da fonti rinnovabili di 187 TWh entro il 2030 di cui il contributo principale è da fotovoltaico (+ 31 GW dagli attuali 20 GW) seguito dall' eolico (+ 9 GW dagli attuali 10 GW). Tra le principali misure è prevista la promozione e la diffusione dell'autoconsumo e dei sistemi di accumulo e l'implementazione della normativa sulle comunità energetiche.

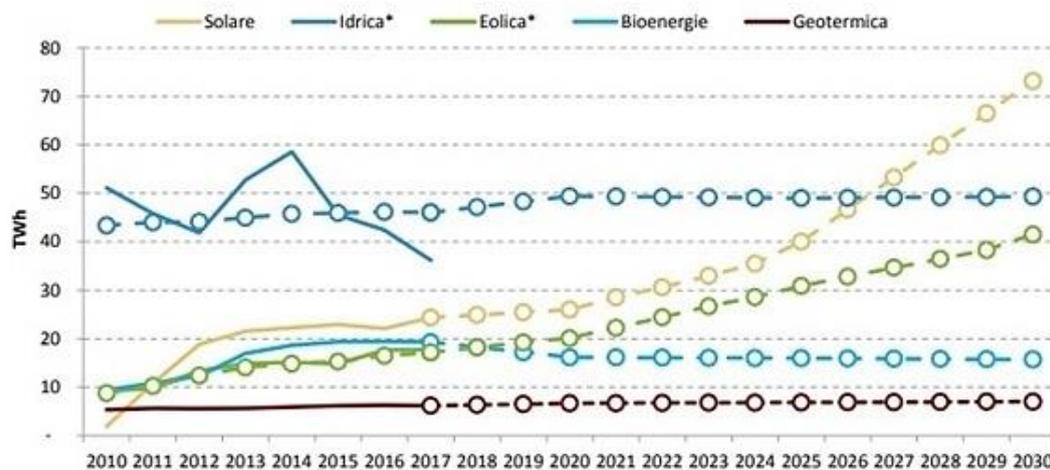


Figura 4: Evoluzione energia elettrica da FER fino al 2030 [7].

Sulla base di quanto stabilito dal PNIEC, il Decreto Legislativo n.162 del 30/12/2019 (denominato Decreto Milleproroghe), convertito in legge il 29 febbraio 2020, ha anticipato il recepimento della direttiva RED II avviando una prima fase sperimentale sulle forme di energia condivisa; tale decreto infatti ha forma transitoria verso normative definitive. All'art. 42-bis sono definite le configurazioni di autoconsumo collettivo e Comunità Energetica Rinnovabile:

COMUNITA' ENERGETICA RINNOVABILE

- Soggetto giuridico autonomo che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, controllato da azionisti o membri situati nelle vicinanze degli impianti di produzione detenuti dalla comunità.
- Gli azionisti o membri sono persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali. Per le imprese private la partecipazione non deve costituire l'attività commerciale/industriale principale.

AUTOCONSUMO COLLETTIVO

- Gruppo di almeno due autoconsumatori che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio.
- Produzione di energia rinnovabile per il proprio consumo e immagazzinamento o vendita dell'extraproduzione purchè non costituisca attività commerciale o professionale principale.

I requisiti da rispettare oltre a quelli previsti dalla Direttiva europea RED II sono riassunti come segue:

<u>Estensione</u>	<u>Proprietà Impianti</u>	<u>Caratteristiche Impianti</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Comunità: stessa cabina MT/BT • Autoconsumo collettivo: stesso condominio o edificio 	<ul style="list-style-type: none"> • Libera, può essere di una terza parte purchè rimanga soggetta alle istruzioni della comunità 	<ul style="list-style-type: none"> • Potenza del singolo impianto inferiore a 200 kW • Entrata in esercizio dal 01 marzo 2020 ed entro 60 giorni dal recepimento della RED II

Il Decreto Milleproroghe stabilisce i confini geografici della Comunità Energetica con il vincolo che tutti i membri debbano essere collegati alla stessa cabina MT/BT. Inoltre, la proprietà degli impianti non deve essere necessariamente di uno dei membri della Comunità, ma soggetti quali per esempio le aziende produttrici di energia hanno la facoltà di dare in detenzione l'impianto ai membri della Comunità rimanendone proprietari ma non avendo più accesso all'energia da essi prodotta.

Il Decreto prevede la valorizzazione dell'energia condivisa tramite tariffe premio individuate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e stabilisce la restituzione da parte di ARERA di una quota tariffaria per il mancato utilizzo della rete di trasmissione pubblica. Sulla quota di energia prelevata dalla rete, inclusa l'energia condivisa, continuano ad essere applicati gli oneri di sistema. L'articolo 42-bis del Decreto è stato attuato tramite la Delibera ARERA 318/2020/R/EEL ed il Decreto Ministeriale del MISE del 16 settembre 2020. La Delibera ARERA 318/2020/R/EEL del 4 agosto 2020 “disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile” [6]. Tale provvedimento conferma l'uso di un modello di regolazione virtuale e non fisico: il modello virtuale prevede che ogni utente sia connesso alla rete pubblica tramite un proprio Point of Delivery (POD) e che abbia quindi la libertà di poter scegliere il proprio fornitore di energia o di uscire dallo schema. L'energia prodotta è immessa nella rete pubblica e ogni utente può prelevare energia dalla rete come succede abitualmente. Nel caso del modello fisico invece vi è una connessione diretta e privata tra punto di generazione e punto di consegna senza passare attraverso la rete pubblica. In questo caso si ha un unico Point Of Delivery e l'energia prodotta e autoconsumata rimane effettivamente all'interno della rete privata dell'edificio/condominio [8].

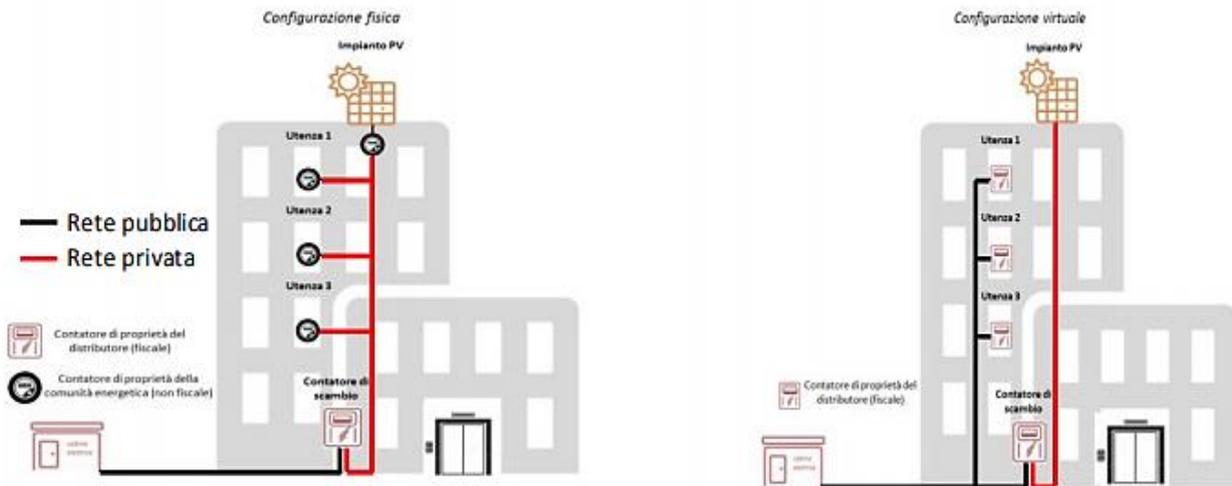


Figura 5: Confronto tra modello fisico (a sinistra) e virtuale (a destra) nel caso di autoconsumo collettivo [8].

CONFIGURAZIONE FISICA	CONFIGURAZIONE VIRTUALE
<ul style="list-style-type: none"> • Rete interna condominiale privata con unica connessione alla rete pubblica attraverso un singolo contatore fiscale; • unico contratto di fornitura dell'energia elettrica a servizio delle utenze comuni e domestiche del condominio; • infrastruttura di misura non fiscale per la contabilizzazione dei consumi delle utenze. 	<ul style="list-style-type: none"> • Configurazione di rete invariata: la rete pubblica termina nel punto di consegna (POD) dei singoli utenti finali (laddove è installato un contatore fiscale); • il distributore elettrico esercisce il servizio di misura; • ogni cliente finale è libero di scegliere il proprio fornitore di energia e di uscire in qualunque momento dallo schema.

La scelta del modello virtuale è giustificata da ARERA in quanto:

- evita la necessità di realizzare nuove reti private solitamente costose e non necessarie;
- permette di mantenere separata evidenza dei benefici derivanti dall'autoconsumo (che sono indipendenti da fonte, tipo di rete e/o assetto societario) e dagli incentivi espliciti (che sono differenziati in base alla tipologia di fonte e/o tecnologia).

La delibera inoltre incarica il GSE di erogare il “servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa” che consiste nel predisporre e trasmettere lo schema di istanza, lo schema di contratto e le Regole tecniche, fornire assistenza alle Pubbliche Amministrazioni e implementare un portale informatico per permettere l'accesso al servizio di valorizzazione.

Il DM del MISE del 16 settembre 2020 attua il comma 9 dell'articolo 42-bis del Decreto Milleproroghe e stabilisce la tariffa incentivante per la remunerazione dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle due configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetica rinnovabile entrati in esercizio dal 1° marzo 2020 fino a 60 gg successivi al provvedimento di recepimento della RED II. L'incentivo viene applicato all'energia prodotta e istantaneamente prelevata dalla rete sottoforma di tariffa premio per la durata di 20 anni.

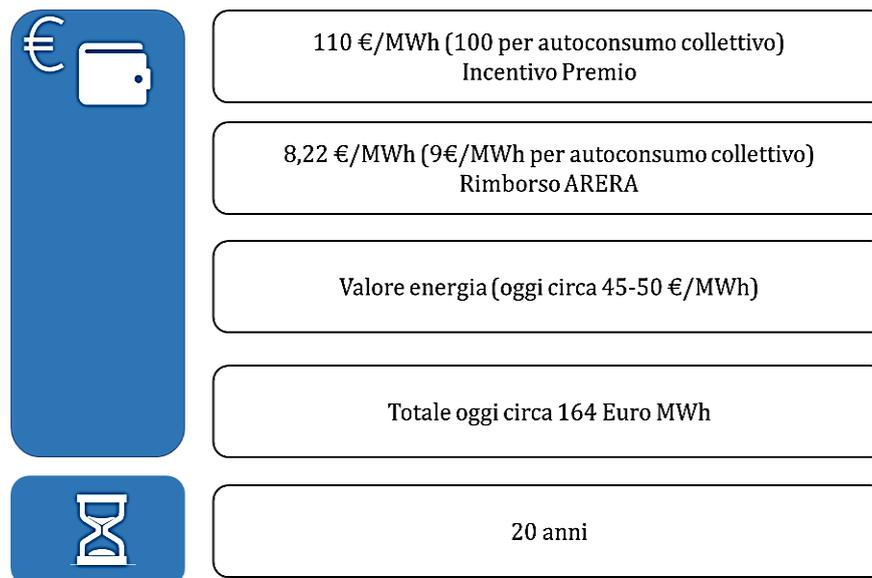


Figura 6: Incentivi e rimborsi

1.4. Legge regionale del Piemonte

La legge regionale n. 12 del 3 agosto 2018, vigente dal 18/12/2018, è stata la prima legge regionale in Italia ad esprimersi in merito alla promozione della formazione di comunità dell'energia. La Legge prevede la promozione dell'istituzione delle comunità energetiche in Piemonte e definisce il loro scopo come mezzo per “superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici” [9].

Successivamente, la giunta regionale ha emanato la D.G.R n. 18-8520 dell'8 marzo 2019 che introduce dei requisiti minimi da rispettare per costituire una CER in Piemonte: la quota di energia autoconsumata all'interno della comunità deve essere maggiore o uguale al 70% del totale prodotto calcolato su base annua, di cui il 50% da fonte rinnovabile, e il consumo annuo deve essere maggiore di 0,5 GWh. Con l'emanazione delle direttive successive la Legge del Piemonte è stata superata.

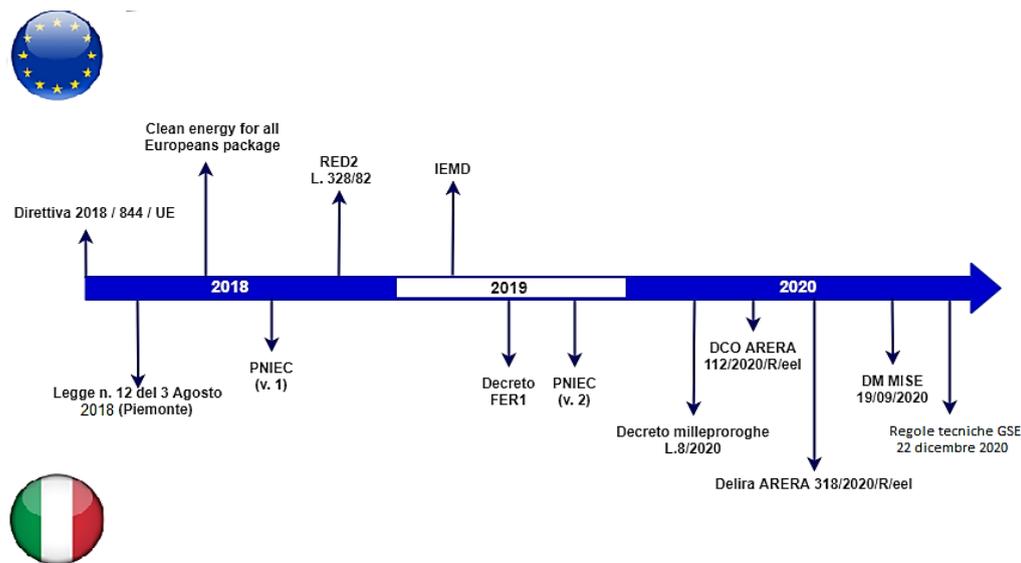


Figura 7: Schema cronologico.

1.5. Regole tecniche

Le “Regole tecniche per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa” [10] sono state redatte e pubblicate dal Gestore dei Servizi Energetici il 22 dicembre 2020. Il regolamento è costituito da nove capitoli:

- 1) “Inquadramento generale”, in cui si riassumono le normative e i decreti vigenti in materia, la durata del servizio e le possibilità di cumulabilità con altri meccanismi e incentivi.
- 2) “Requisiti per l’accesso al servizio”, in cui sono definiti i requisiti necessari per poter fare richiesta di accesso al servizio di valorizzazione.
- 3) “Richiesta di attivazione del servizio”, in cui sono rese note le modalità per presentare la domanda di attivazione.
- 4) “Procedimento di valutazione della richiesta”, in cui è descritta la procedura secondo la quale il GSE valuta le richieste pervenute.
- 5) “Contratto per il riconoscimento del servizio”, in cui si spiegano le caratteristiche del contratto.
- 6) “Criteri puntuali di calcolo e modalità di misura”, in cui sono esplicitati i passaggi matematici per il calcolo dei corrispettivi spettanti.
- 7) “Erogazione dei corrispettivi da/verso il GSE”, in cui si riportano modalità e tempistiche per l’erogazione dei corrispettivi spettanti alle configurazioni e al GSE.
- 8) “Modifiche apportate successivamente all’invio delle richieste”.
- 9) “Controlli e verifiche”, in cui sono esplicitate le modalità di controllo adottate dal GSE.

Le principali regole per la progettazione di una comunità energetica verranno meglio esplicitate e analizzate nel capitolo dedicato allo studio di fattibilità della Comunità Energetica Rinnovabile di Bobbio Pellice (TO), in cui saranno applicate al singolo caso studio.

1.6. Cumulabilità e compatibilità con altri meccanismi ed incentivi

Le configurazioni di comunità energetica e autoconsumo collettivo non prevedono la possibilità di cumulo né con il meccanismo di scambio sul posto né con gli incentivi previsti dal decreto del MISE del 4 luglio 2019 riguardante l'incentivazione degli impianti FER.

Per gli enti territoriali e locali è consentita la cumulabilità con i fondi previsti dall'art. 1 comma 29 dalla Legge di Bilancio 2020 (Legge n. 160 del 27 dicembre 2019 entrata in vigore il 01/01/2020) che prevede lo stanziamento di una somma pari a 500 milioni annui per ogni anno dal 2020 al 2024. Ogni comune può usufruire di tale fondo per "investimenti destinati ad opere pubbliche in materia di efficientamento energetico e sviluppo territoriale sostenibile" [11]. I contributi suddetti sono assegnati ad ogni comune in base alla popolazione residente al 1° gennaio 2018. A titolo di esempio, per un comune con numero di abitanti inferiore a 5.000 è assegnato un contributo pari a 50.000 euro per ogni anno dal 2020 al 2024. Per l'anno 2021, l'art. 47 del DL n. 104 del 14 agosto 2020 prevede lo stanziamento di ulteriori 500 milioni di euro che vanno a cumularsi con quelli già previsti dalla Legge di Bilancio 2020.

Per i soggetti che non sono enti territoriali o locali vi è la possibilità di fruire della detrazione fiscale del 110% (Superbonus) per i soli impianti fotovoltaici di cui all'art. 119 del Decreto Rilancio. In questo caso la detrazione può essere applicata solo alla parte di spesa relativa alla potenza massima di 20 kW e l'energia immessa in rete deve essere ceduta al GSE. Inoltre, sulla quota di energia condivisa ascrivibile alla quota di potenza a cui è applicato il Superbonus non è prevista l'applicazione della tariffa premio ma solo del corrispettivo di rimborso previsto da ARERA. È da precisare che l'accesso alla detrazione fiscale del 110% prevede una serie di requisiti che è necessario soddisfare quali per esempio il miglioramento di due classi energetiche o in caso di classe energetica già elevata l'arrivo alla classe migliore. In alternativa al Superbonus 110%, gli impianti fotovoltaici possono usufruire della detrazione fiscale del 50% in dieci anni sulle spese di investimento dell'impianto prevista dal DL 22 giugno 2012 n.83 ed attualmente prorogata fino al 31/12/2021. Tale detrazione prevede un tetto massimo di spesa pari a 96.000 €.

I due meccanismi di incentivazione in detrazione fiscale non sono cumulabili tra loro, ma non sono mutuamente esclusivi; nel caso di impianto FV con potenza superiore a 20kW realizzato nell'ambito di interventi che beneficiano del Superbonus 110%:

- fino a 20 kW ed entro il tetto di spesa previsto dal “Decreto Rilancio” si applica il Superbonus 110%;
- oltre i 20 kW si applica la detrazione fiscale del 50% con un tetto di spesa massimo di 96.000 €.

1.7. Vantaggi

Come visto precedentemente, con le comunità energetiche si dà particolare rilievo alla figura del prosumer ossia di colui che soddisfa tutto o una parte del suo fabbisogno energetico con l’energia che egli stesso produce. Un cittadino, un ente della Pubblica Amministrazione, un’azienda che decide di produrre e autoconsumare la propria energia accede a vantaggi economici ed ambientali:

- risparmio economico in bolletta: l’autoconsumo permette di ridurre le componenti variabili della bolletta legate al consumo di energia come materia prima e di ottenere quindi un risparmio economico diretto e tangibile.
- l’energia prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno del singolo è venduta sul mercato o ritirata dal GSE e viene quindi valorizzata e remunerata rappresentando perciò una ulteriore fonte di guadagno.
- agevolazioni fiscali: la realizzazione di impianti fotovoltaici prevede diversi tipi di incentivazione sottoforma di detrazione fiscale.
- riduzione dell’impatto ambientale: l’energia prodotta da fonti rinnovabili consente una riduzione di CO₂ e di gas clima alteranti in atmosfera [12].

Nel caso del singolo utente che installa un impianto rinnovabile e usufruisce dell’energia prodotta per il proprio autoconsumo, la condizione ottimale che consente di avere il ritorno economico dell’investimento in minor tempo è l’autoconsumo di tutta l’energia prodotta. Generalmente, questa condizione è di difficile realizzazione in quanto implicherebbe che il profilo di consumo e di produzione abbiano lo stesso andamento nel tempo e che quello di produzione fosse quantitativamente minore o uguale a quello di consumo. La quota di energia che non è utilizzata dall’utente viene venduta sul mercato a un prezzo decisamente inferiore a quello di acquisto. In una comunità energetica invece l’autoconsumo collettivo dell’energia prodotta permette di ottimizzare questi aspetti e di diminuire i costi di trasporto e gli oneri di sistema, usufruendo di una parte soltanto della rete elettrica e riducendo l’energia persa durante il trasporto.

Oltre ai vantaggi economici, le comunità energetiche rappresentano anche uno strumento al contrasto della povertà energetica in quanto implicano l’installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi energetici e si basano sul coinvolgimento dei consumatori che possono quindi diventare più consapevoli riguardo ai loro consumi e alle loro abitudini energetiche.

2. La Val Pellice

La Val Pellice è una valle alpina situata nel territorio delle Alpi Cozie, nel Piemonte occidentale. Il suo nome deriva dall'omonimo Torrente Pellice il quale nasce alle pendici del Monte Granero ad una altitudine di 2.387 metri.

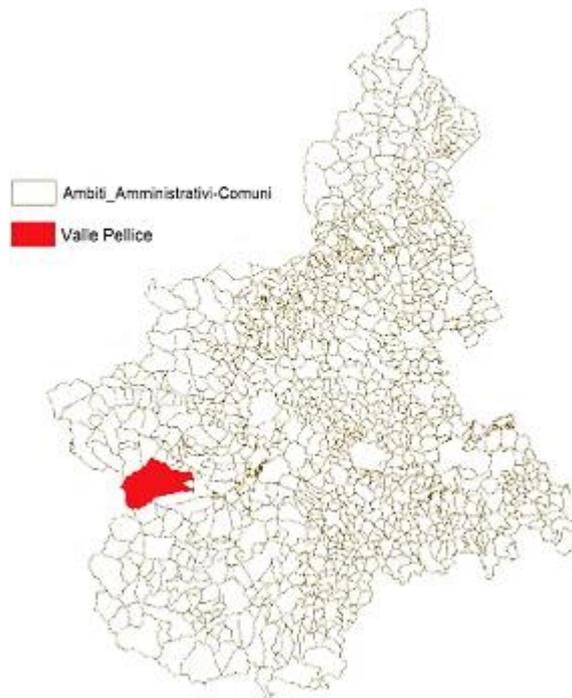


Figura 8: Ambiti amministrativi Piemonte e Val Pellice

I nove comuni che costituiscono la Val Pellice fanno parte della Città Metropolitana di Torino ed il range di altitudine che la interessa varia tra i 350 m s.l.m. (Bricherasio e Bibiana) e i 3.171 m s.l.m. (Monte Granero-Bobbio Pellice). I centri abitati si trovano ad una quota inferiore ai 750 m s.l.m.

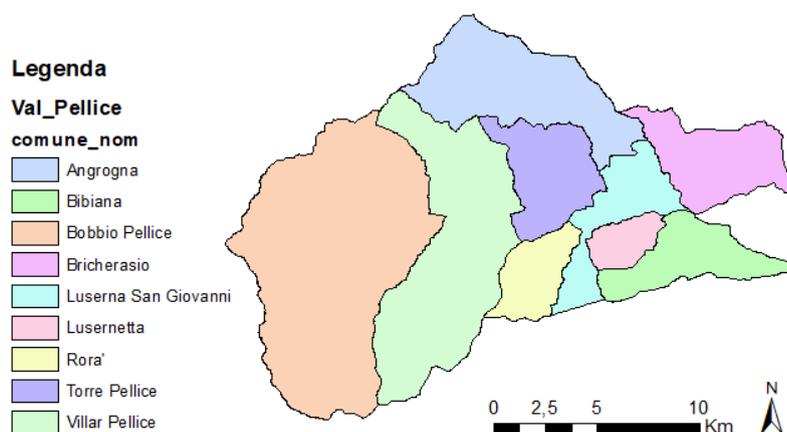


Figura 9: Comuni Val Pellice.

Comune	Altitudine m s.l.m	Popolazione n° abitanti	Zona climatica
Angrogna	782	852	F
Bibiana	420	3463	E
Bobbio Pellice	732	547	F
Bricherasio	400	4616	E
Luserna S. Giovanni	475	7248	F
Lusernetta	507	496	F
Rorà	967	244	F
Torre Pellice	516	4593	F
Villar Pellice	664	1119	F

Tabella 1: Denominazione, altitudine, popolazione e zona climatica dei comuni della Val Pellice.

In questo lavoro di tesi è stato svolto il monitoraggio dell'impianto cogenerativo a biomassa legnosa con rete di teleriscaldamento nel comune di Luserna S. Giovanni e si è proceduto allo studio di fattibilità per la costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile nel comune di Bobbio Pellice includendo l'inserimento di un impianto mini-idroelettrico.

2.1. Caratteri idrologici: il torrente Pellice

Il torrente Pellice nasce nel comune di Bobbio Pellice ed è caratterizzato da un bacino ampio 928 km². La portata media del torrente è uguale a 24 m³/s ed essendo il coefficiente di deflusso medio maggiore di 0,70 il bacino è attribuito alla tipologia alpina. Il regime idrico è nivopluviale permanente, il che comporta la presenza costante di acqua in alveo all'inizio della stagione estiva. Generalmente si evidenziano due massimi: il massimo principale a fine primavera dovuto alle precipitazioni e allo scioglimento delle nevi che si sono accumulate durante la stagione invernale ed un secondo massimo dovuto alle precipitazioni autunnali. Le portate minime hanno luogo in inverno e alla fine della stagione estiva quando solitamente anche la neve ad elevate quote si è sciolta [13]. L'andamento appena descritto si riflette sui valori di potenza sviluppabile ed energia producibile da un impianto idroelettrico come verrà evidenziato successivamente nel paragrafo 3.3.2.

2.2. Disponibilità di biomassa forestale

La regione Piemonte è stata suddivisa in 47 aree forestali (AF), di cui la Valle Pellice è identificata con il numero AF25. I boschi sono classificati in base a categorie forestali che a loro volta sono

suddivise in sottotipi; in Piemonte sono state identificate 21 categorie forestali e 109 tipi forestali come riportato nel manuale tecnico della Regione Piemonte [14]. Secondo la mappa forestale del 2016, la superficie forestale in Val Pellice è pari a 138,1 km² e l'indice di boscosità ammonta di conseguenza al 47% [15]. In Figura 10 si riporta la mappa GIS relativa ai dati contenuti nella mappa forestale del 2016 riguardanti la distribuzione delle diverse specie presenti sul territorio della Val Pellice. Deve comunque essere tenuto in considerazione il fatto che non tutta l'area boscosa disponibile può essere sfruttata per l'esbosco. Due dei principali fattori che incidono sull'accessibilità delle aree forestali sono la presenza di una viabilità adeguata e la pendenza del terreno [16].

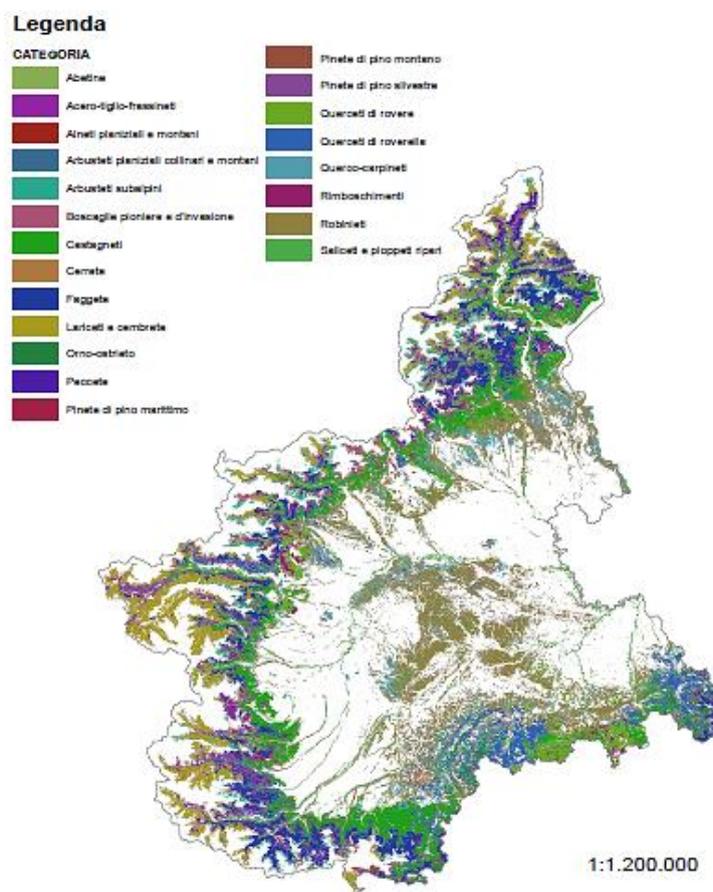


Figura 10: Mappa categorie forestali [10].

2.3. Irradiazione solare

L'irradiazione solare è il rapporto tra l'energia radiante che arriva su una determinata superficie e l'area della superficie stessa (Wh/m²). Tramite il software ESRI ArcGis è stata valutata l'irradiazione solare sul territorio della Val Pellice per ogni mese dell'anno. Successivamente l'analisi è stata

approfondita esclusivamente per il comune di Bobbio Pellice per il quale è stata calcolata l'energia annuale producibile da solare come spiegato nel paragrafo 3.1.

Per il calcolo dell'irradiazione solare è stato utilizzato il Digital Surface Model (DSM) della Val Pellice in modo da considerare sia l'andamento del terreno che gli edifici e gli altri oggetti che si elevano dalla superficie. Le simulazioni sono state condotte tramite il tool "Area Solar Radiation" di ArcGis il quale calcola il valore di irradiazione solare tenendo conto delle sole componenti di radiazione diretta e diffusa, ma non della radiazione riflessa. Il modello di calcolo utilizzato dal software si basa sulla sovrapposizione di tre mappe: la mappa "Viewshed" è sovrapposta alla "SunMap" per il calcolo della componente diretta e successivamente alla "SkyMap" per stimare la componente diffusa. Il procedimento è svolto per ogni cella del DSM ottenendo un file raster in cui ogni ad ogni cella è attribuito un valore di irradiazione solare sulla superficie orizzontale (Wh/m^2). Uno dei dati di input necessari per svolgere le simulazioni è il valore di trasmissività atmosferica che è stata calcolata tramite i fattori di torbidità di Linke per il comune di Bobbio Pellice reperiti dal portale SODA [17]. Per ottenere risultati sufficientemente precisi e allo stesso tempo non impiegare eccessive risorse computazionali, sono stati calcolati i valori di trasmissività medi per ogni stagione in base alla seguente suddivisione: inverno (gennaio, febbraio, marzo, novembre, dicembre), primavera (aprile, maggio), estate (giugno, luglio, agosto) e autunno (settembre, ottobre). In questo modo sono state svolte quattro simulazioni ognuna delle quali ha permesso di ottenere i dati di irradianza per tutti i mesi dell'anno. Successivamente è stato ricostruito l'anno operando le unioni dei diversi mesi ognuno selezionato sulla base della ripartizione identificata precedentemente: il mese di gennaio è stato selezionato dagli output della simulazione invernale, il mese di aprile dagli output della simulazione primaverile e così via sino al completamento dei dodici mesi.

Stagione	Trasmissività
Inverno	0,222
Primavera	0,688
Estate	0,515
Autunno	0,613

Tabella 2: Trasmissività atmosferica.

Di seguito sono riportate le mappe di irradiazione solare in Wh/m² dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

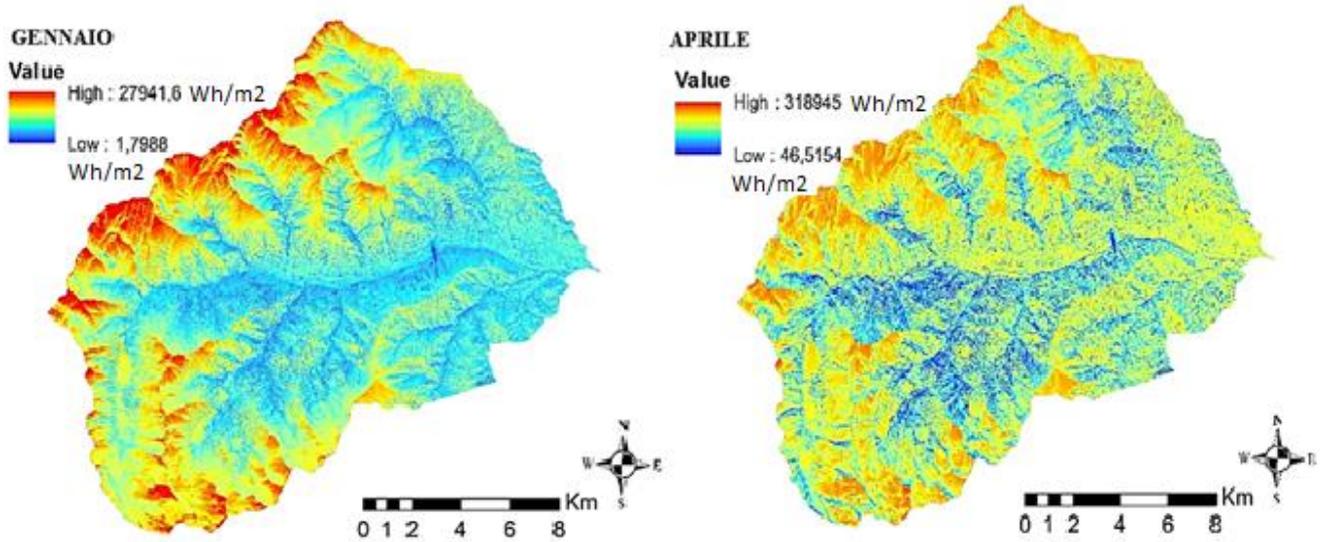


Figura 11: Mappa della radiazione solare per unità di superficie Gennaio e Aprile.

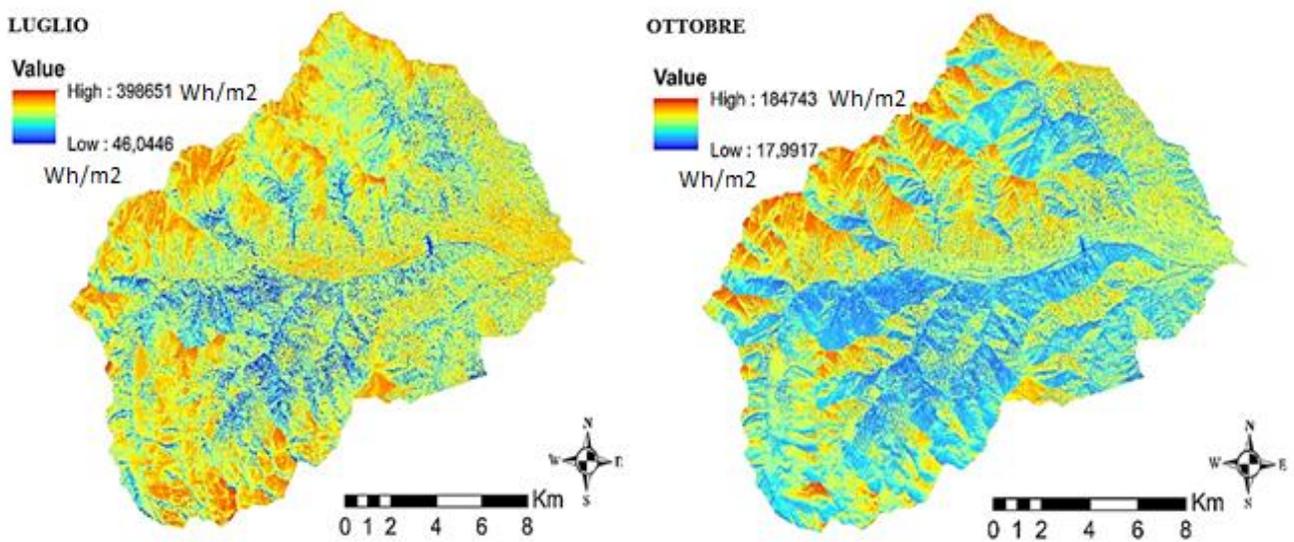


Figura 12: Mappa radiazione solare per unità di superficie Luglio e Ottobre

2.4. Impianti ad energia rinnovabile in Val Pellice

In Val Pellice sono presenti numerosi impianti ad energia rinnovabile. La conformazione del territorio permette di sfruttare efficientemente la portata del torrente Pellice e degli altri corsi d'acqua tramite impianti idroelettrici di diverse taglie.

Le informazioni relative alla tipologia e al numero di impianti rinnovabili presenti sul territorio nazionale possono essere reperite sul sito del portale Atla-impianti [18]. Alta-impianti è un atlante geografico che permette di consultare i dati relativi agli impianti di produzione di energia elettrica e termica attualmente installati in Italia ed incentivati dal GSE. Il geo-portale è stato realizzato nel 2017 e non include ad oggi tutti gli impianti gestiti dal GSE, ma è costantemente aggiornato. Le informazioni fornite riguardano la tipologia di impianto, la sua ubicazione, la potenza nominale e il tipo di incentivo del GSE a cui l'impianto accede.

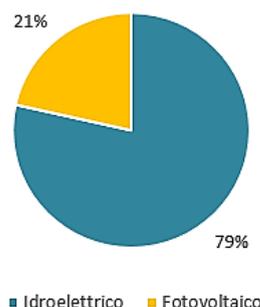


Figura 13: Riartizione energia elettrica da FER

2.4.1. Impianti idroelettrici

Secondo il database di Atla-impianti, in Piemonte sono presenti 799 impianti idroelettrici di cui 245 in provincia di Torino. In Val Pellice sono 19 gli impianti idroelettrici presenti sul territorio.

Comune	Potenza totale installata [kW]
Angrogna	3.795
Bibiana	30
Bobbio Pellice	7.085
Bricherasio	55
Luserna S. Giovanni	2.912
Lusernetta	340
Torre Pellice	815
Villar Pellice	3.092

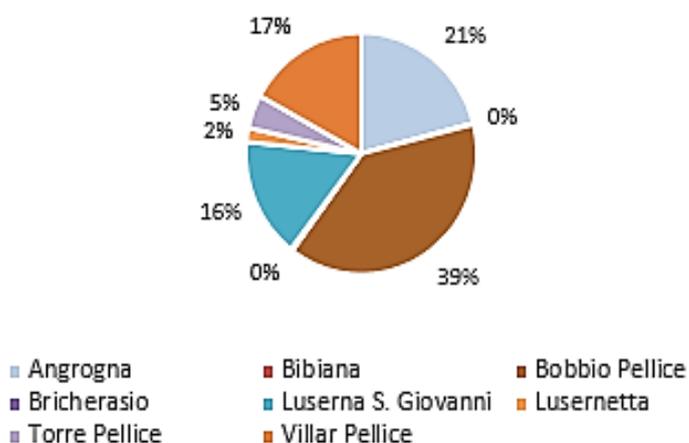


Tabella 3: Impianti idroelettrici in Val Pellice.

2.4.2. Impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici installati in Piemonte e gestiti dal GSE ammontano a 58219 di cui 21357 in provincia di Torino. In Val Pellice il numero degli impianti e la potenza totale installata per ogni comune sono riportati nella tabella seguente:

Comune	Potenza totale installata [kW]
Angrogna	166
Bibiana	798
Bobbio Pellice	17
Bricherasio	1992
Luserna S. Giovanni	1428
Lusernetta	40
Rorà	27
Torre Pellice	286
Villar Pellice	208

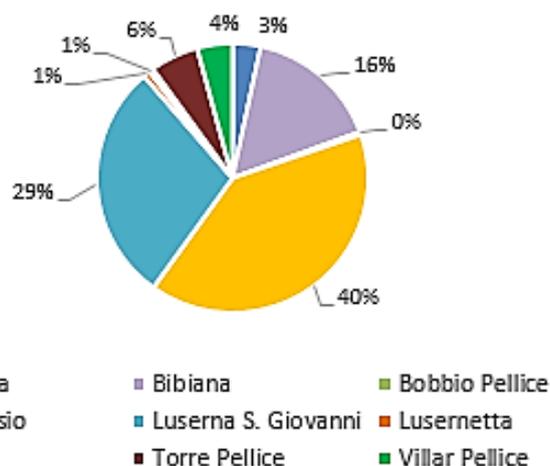


Tabella 4: Potenza fotovoltaica totale installata in Val Pellice.

2.4.3. Impianti a biomassa

In Piemonte sono presenti 185276 impianti a biomassa, di cui 3379 in provincia di Torino. In tabella sono riassunti il numero e la potenza termica utile installata in ciascun comune della Val Pellice.

Comune	N° impianti installati	Potenza termica utile totale [kW _t]
Angrogna	15	268,80
Bibiana	33	770,95
Bobbio Pellice	8	111,00
Bricherasio	37	906,92
Luserna S. Giovanni	29	702,13
Lusernetta	5	104,84
Rorà	2	53,50
Torre Pellice	18	362,82
Villar Pellice	5	93,70

Tabella 5: Numero e potenza termica utile totale da biomassa in ciascun comune della Val Pellice.

3. Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

Bobbio Pellice è il comune della Val Pellice che confina ad ovest con la Francia, ad est con Villar Pellice (TO), a sud con Crissolo (CN) e a nord con Prali (TO). Il territorio di Bobbio P. è caratterizzato dalla presenza dell'arco alpino delle Alpi Cozie da cui nascono molti dei corsi d'acqua che attraversano la valle, tra cui il più importante il Torrente Pellice. Il centro abitato si concentra a circa 700 m s.l.m e la densità abitativa media dell'intero territorio risulta essere molto bassa in quanto le zone prettamente montane e di alpeggio sono quasi completamente disabitate.

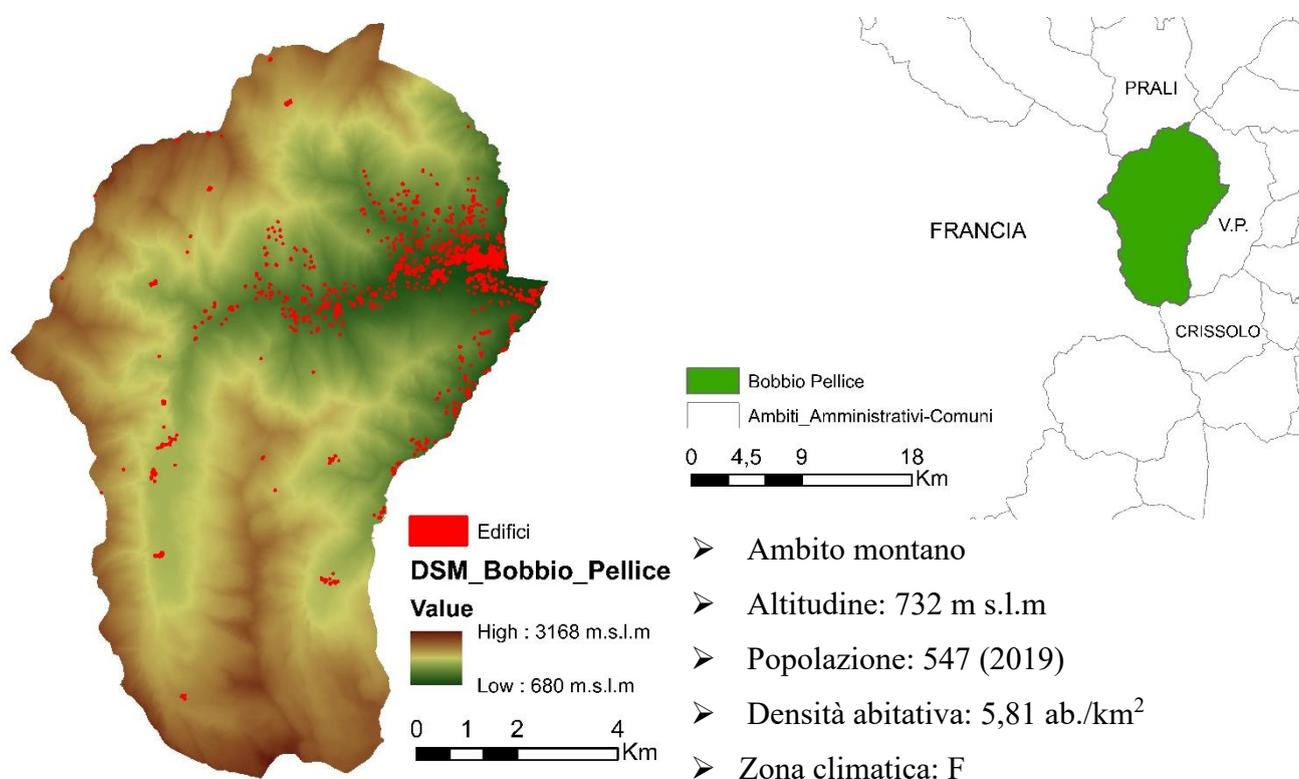


Figura 14: Terreno edificato a Bobbio Pellice.

Il presente lavoro di tesi riguarda principalmente il progetto di comunità energetica rinnovabile del comune di Bobbio Pellice in cui è stata ipotizzata la realizzazione di due impianti fotovoltaici integrati sul tetto degli edifici comunali "Polivalente" e "Centro culturale" ed il coinvolgimento dell'impianto idroelettrico di proprietà dell'Azienda agricola "Guido Merlo" di cui è stato depositato il progetto presso la Città Metropolitana di Torino ed è stata rilasciata l'autorizzazione all'esclusione della fase di Valutazione di Impatto Ambientale.

3.1. Utenti della comunità energetica rinnovabile e reperimento dei dati di consumo

Gli utenti ipotizzati e consideranti all'interno della comunità energetica di Bobbio Pellice sono di due tipologie: utenze pubbliche comunali e utenti residenziali domestici. In una comunità energetica non è obbligatoria la partecipazione del Comune, ma è pur vero che esso può svolgere l'importante attività di informazione, coinvolgimento e aggregazione della cittadinanza. Per questi motivi è stato assunto che alcune delle utenze comunali siano parte del soggetto giuridico Comunità Energetica Rinnovabile di Bobbio Pellice. La lista delle utenze comunali è stata fornita dal Comune ed è riportata nella tabella seguente, l'attuale distributore è e-distribuzione.

Descrizione	Indirizzo	POD	Destinazione d'uso
Municipio	Piazza Caduti per la libertà 7	IT001E01519439	BTA3
Scuola	Via Capitano Mondon 1	IT001E01519439	BTA3
Impianto sportivo	Via L. Geymonat SNC	IT001E01441277	BTA4
Polivalente	Via Sibaud 12	IT001E01399858	BTA3
Centro culturale	Via Sibaud 1	IT001E01519027	BTA4
Area mercato	Via otto marzo SNC	IT001E01393509	BTA5
Rimessa	Via maestra 63	IT001E01519218	BTA2
Mulino comunale	Via molino SNC	IT001E01286016	BTA1
Area fiere	Piazza Pertini 6	IT001E00500895	BTA3
Cimitero	Viale Rimembranza SNC	IT001E01518916	BTA1
I.P.	Località Perllà SNC	IT001E02588710	BTIP
I.P.	Via Sibaud 12	IT001E01399214	BTIP
I.P.	Via Illuminazione pubblica SNC	IT001E01518915	BTIP
I.P.	Via Illuminazione pubblica SNC	IT001E01518914	BTIP
I.P.	Via Geymonat 12	IT001E10174411	BTIP
I.P.	Via Fonte Salute SNC	IT001E02641858	BTIP
I.P.	Piazza Caduti per la libertà 7	IT001E01399215	BTIP

I.P.	Piazza Pertini SNC	IT001E01393262	BTIP
------	--------------------	----------------	------

Tabella 6: Elenco utenze comunali.

La decisione di non considerare tutte le utenze comunali nei bilanci energetici, ma di selezionarne solo alcune, è motivata esclusivamente dalla difficile reperibilità dei dati di consumo. Di conseguenza, si è deciso di prendere in considerazione solo il municipio, la scuola, il polivalente, il centro culturale e l'illuminazione pubblica. L'aggiunta delle altre utenze comunali può essere valutata come continuazione dell'attuale lavoro di tesi.

Utente	Nome	Categoria attuale	Nuova categoria
Comune	Municipio	Consumatore	Consumatore
Comune	Scuola	Consumatore	Consumatore
Comune	Polivalente	Consumatore	Prosumer
Comune	Centro culturale	Consumatore	Prosumer
Comune	Illuminazione pubblica	Consumatore	Consumatore
Privato	Utente residenziale	Consumatore	Consumatore
Privato/Comune	Impianto idroelettrico	Produttore	Produttore

Tabella 7: Membri della comunità energetica.

I dati annui di consumo energetico e termico di tutte le utenze nel comune di Bobbio Pellice (utenze comunali, residenziali, aziende, industrie, attività commerciali etc.) possono essere reperite tramite il portale *Siatel* dell'Agenzia delle Entrate (<https://www.puntofisco.agenziaentrate.it>) a cui può accedere il tecnico comunale dell'ufficio tributi. Altri portali a cui si può accedere per scaricare i consumi di ogni POD sono il sito di e-distribuzione (<https://www.e-distribuzione.it/servizi/contatore/le-mie-letture.html>) ed il sito di *Acquirenteunico* (<http://www.acquirenteunico.it/portale-consumi>).

Per quanto riguarda i dati di consumo degli utenti domestici residenziali, non sono stati forniti dati certi come possono essere le bollette energetiche delle abitazioni, ma ci si è basati sui dati di consumo forniti da ACEA Pinerolese industriale S.P.A riguardanti tutta l'area del Pinerolese in cui la Val Pellice è inclusa.

3.1.1. Profili di consumo degli utenti

A causa dell'attuale irreperibilità dei dati reali di consumo (*Siatel* o bollette elettriche) di tutte le utenze comunali si è proceduto assumendo ipotesi basate sui consumi noti del comune confinante

Villar Pellice. Gli unici dati noti sono dati aggregati forniti da Regione Piemonte riguardo ai consumi elettrici di ogni comune della regione [19]. Di seguito si riportano i consumi in kWh annui dell'anno 2017 relativi al comune di Villar Pellice e Bobbio Pellice.

Comune	Codice ISTAT	Domestico	Terziario	Industria	Agricoltura
Villar Pellice	001306	1.107.780	468.910	785.745	36.850
Bobbio Pellice	001026	642.692	466.736	92.351	20.819

Tabella 8: Consumi aggregati anno 2017 comune di Villar Pellice e Bobbio Pellice.

Il settore terziario comprende edifici, attrezzature/impianti terziari e comunali e l'illuminazione pubblica. Tale dato quindi non rappresenta esclusivamente i consumi comunali ma quelli di tutto il settore terziario incise le utenze comunali. Non essendo attualmente reperibili i dati *Siatel* del comune di Bobbio ed essendo i consumi del settore terziario molto simili per i due ambiti amministrativi, è stata assunta l'ipotesi di uguaglianza della percentuale di consumi comunali rispetto al consumo totale terziario. Essendo noti i dati del comune di Villar Pellice quindi si è proceduto a una stima dei consumi del comune di Bobbio Pellice. L'unico dato noto reperito da Regione Piemonte è quello relativo all'illuminazione pubblica il cui consumo ammonta a 52.547 kWh per l'anno 2017 [19]. Nel comune di Villar P. i consumi dei POD comunali rappresentano il 26% del consumo del settore terziario; tale percentuale è stata considerata anche per il comune di Bobbio Pellice.

Comune	Consumo terziario	Consumo POD comunali	Percentuale
	[kWh/anno]	[kWh/anno]	
Villar Pellice	468.910	122.392	26,1%
Bobbio Pellice	466.736	121.825	26,1%

Tabella 9: Ipotesi consumi comunali di Bobbio Pellice.

Dei 121.825 kWh/anno, 52.547 sono imputati all'illuminazione pubblica. Successivamente si è proceduto a determinare il consumo annuo, mensile, giornaliero e orario per ogni utenza considerata.

- Municipio

Il consumo elettrico annuo del municipio è stato calcolato pari a 11.304 kWh/anno applicando la stessa % di consumo del municipio del comune di Villar Pellice pari al 9,3% del consumo comunale

totale. Il dato annuale è stato ripartito mensilmente applicando le stesse percentuali di ripartizione riscontrate dai valori di consumo reali del municipio del comune di Villar Pellice.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11%	9%	10%	8%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	9%
1253	1047	1081	935	934	821	822	775	777	842	960	1057

Tabella 10: Consumi mensili municipio di Bobbio Pellice.

La curva di carico oraria è stata estrapolata dalle curve proposte dall'ente Ricerca Sistema Energetico (RSE) per la destinazione d'uso "ufficio" [20]. La ripartizione prevede l'attribuzione di un peso diverso per ogni servizio considerato. Per il municipio si è fatto riferimento alla curva di carico per uffici nel caso di giorno feriale e festivo della stagione invernale in quanto durante la stagione estiva i profili proposti considerano anche l'apporto di servizi di raffrescamento che incidono notevolmente sul consumo elettrico, ma che nel caso del comune di Bobbio Pellice non sono considerabili veritieri in quanto le temperature estive non rendono necessario il loro utilizzo. Le curve di carico complete proposte da RSE sono state considerate come punto di partenza e sono riportate in Appendice A. Rispetto ai contributi proposti da RSE, nel caso del comune di Bobbio Pellice sono stati considerati i servizi di illuminazione interna ed esterna, centrale termica, ups, macchine da ufficio, servizi igienici, aria compressa e le perdite. Di seguito si riporta il profilo orario considerato per giorni festivi e feriali che prevede per ogni ora del giorno un peso derivante dalla somma dei pesi dei singoli servizi.

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

Ora	Peso	Ora	Peso
1	10	13	64
2	10	14	65
3	10	15	87
4	10	16	86
5	10	17	78
6	10	18	60
7	75	19	55
8	75	20	21
9	75	21	10
10	80	22	10
11	85	23	10
12	85	24	10

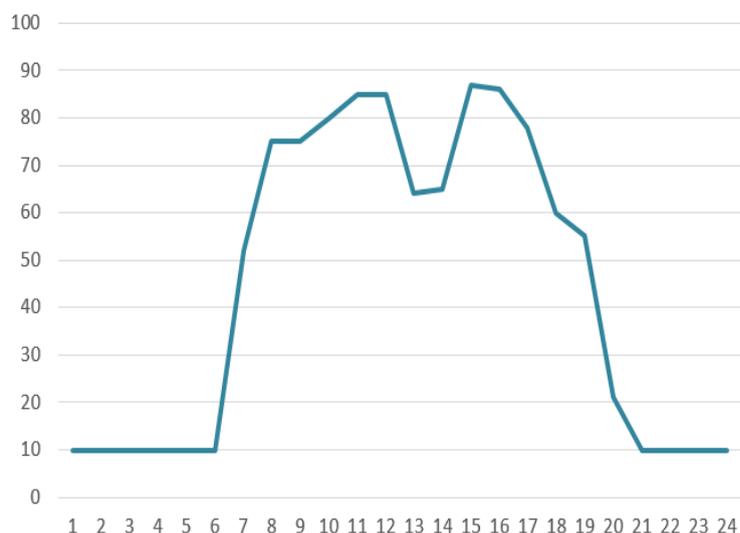


Tabella 11: Curva di carico municipio feriale

Ora	Peso	Ora	Peso
1	10	13	10
2	10	14	10
3	10	15	10
4	10	16	10
5	10	17	10
6	10	18	10
7	10	19	10
8	10	20	10
9	10	21	10
10	10	22	10
11	10	23	10
12	10	24	10

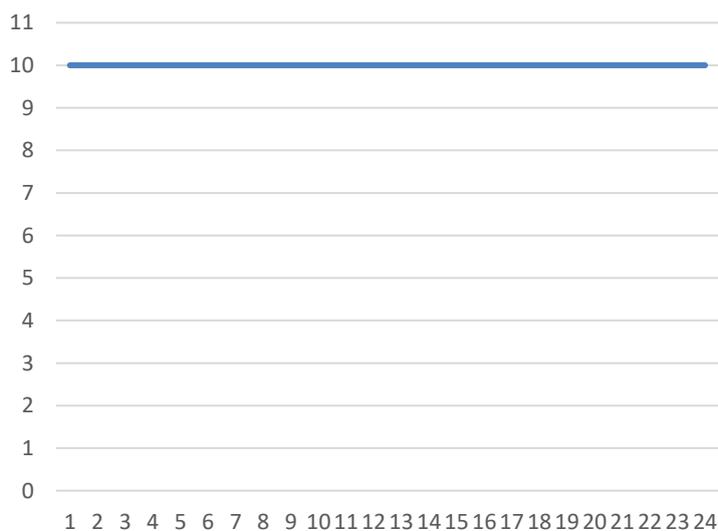


Tabella 12: Curva di carico municipio festivo

- Scuola

La scuola di Bobbio Pellice è scuola dell'infanzia e primaria. Secondo il calendario scolastico del Piemonte del 2017 la scuola apre a settembre e chiude a fine giugno. Il consumo elettrico annuo dell'edificio è stato calcolato in modo analogo a quello del municipio considerando la stessa percentuale di consumi della scuola del comune di Villar Pellice pari al 5,4% del consumo annuo totale delle utenze comunali. Il consumo annuo della scuola di Bobbio P. è stato quindi stimato pari a 6.612 kWh/anno. Anche per la ripartizione in consumi mensili è stata applicata la stessa percentuale di consumo della scuola di Villar Pellice:

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
%	15%	14%	11%	8%	7%	4%	1%	1%	4%	8%	12%	14%
kWh	992	929	757	548	463	264	65	70	257	521	799	948

Il profilo di consumo orario è stato ipotizzato tenendo conto dell'orario di apertura dell'edificio: 8:00-16:30 con pausa pranzo 12:00-14:00. Per costruire la curva è stato considerato che il consumo orario notturno durante il periodo di funzionamento sia pari al consumo medio orario dei mesi di luglio e agosto in cui la scuola è chiusa:

$$E_{oraria,luglio} = \frac{65}{31 \cdot 24} = 0,087 \text{ kWh}$$

$$E_{oraria,agosto} = \frac{70}{31 \cdot 24} = 0,094 \text{ kWh}$$

$$E_{oraria,notturna,feriale} = \frac{0,087 + 0,094}{2} = 0,09 \text{ kWh}$$

Il consumo orario durante le ore di pausa pranzo (12:00-14:00) è stato ipotizzato in modo differenziato a seconda della stagione: 2,5 kWh durante la stagione invernale, 1,5 kWh in primavera/autunno e 0,95 kWh per il mese di giugno. Luglio e agosto hanno un consumo costante come calcolato precedentemente.

Il consumo orario durante i giorni di chiusura (sabato, domenica e festivi) è stato ipotizzato costante e pari al consumo notturno e estivo 0,09 kWh. La tabella completa del consumo orario per ogni ora di ogni mese per i giorni feriali è riportata in Appendice A.

- Polivalente

L'edificio denominato "Polivalente" viene utilizzato come mensa per gli alunni della scuola durante il periodo scolastico dal lunedì al venerdì e come sede del corso di teatro il mercoledì sera. A Villar Pellice non è presente un edificio con funzione simile, quindi non è stato possibile stimarne i consumi ipotizzandone la stessa percentuale. Il dato di consumo mensile è stato ricavato dalla fattura relativa ai consumi elettrici per l'anno 2020 dell'edificio. Essendo il 2020 un anno non affidabile dal punto di vista dei consumi a causa dell'emergenza Coronavirus, il costo in fattura è stato aumentato del 33%. Considerando poi un prezzo globale al kWh comprendente tutte le voci della bolletta elettrica pari a 0,36 €/kWh è stato ricavato il consumo energetico in termini di kWh.

Costo fatturato 2020	Costo ipotizzato 2017	Costo globale al kWh	Consumo annuo 2017
700 €	933 €	0,36 €/kWh	2593 kWh

Il dato annuo è stato suddiviso mensilmente ipotizzando il seguente profilo:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11,0%	10,6%	11,9%	9,0%	9,5%	6,7%	1,5%	1,3%	8,7%	9,1%	10,8%	10,0%
285,2	274,8	308,5	233	246	172,4	37,6	33,7	225,6	235,9	280,0	259,3

Tabella 13: Consumi mensili.

La curva di carico giornaliera è stata distinta per giorni feriali e festivi e tra i feriali mercoledì è stato tenuto conto dell'apertura serale per le prove di teatro il mercoledì sera. L'orario considerato è quanto segue: lunedì, martedì, giovedì, venerdì 11:00-14:00, mercoledì 11:00-14:00 e 20:00-23:00, sabato e domenica chiuso. Un'ulteriore distinzione è stata applicata tra stagione invernale, primavera/autunno ed estate in cui solo il mese di giugno è stato considerato come lavorativo ipotizzando la chiusura durante i mesi di luglio e agosto come per la scuola. L'attribuzione dei pesi per le singole ore dei diversi giorni è riportata nell'appendice A; di seguito si riporta a titolo di esempio il giorno di mercoledì per le tre stagioni.

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

Ora	Peso	Ora	Peso
1	10	13	80
2	10	14	80
3	10	15	40
4	10	16	10
5	10	17	10
6	10	18	10
7	10	19	20
8	10	20	40
9	20	21	40
10	40	22	40
11	80	23	40
12	80	24	20

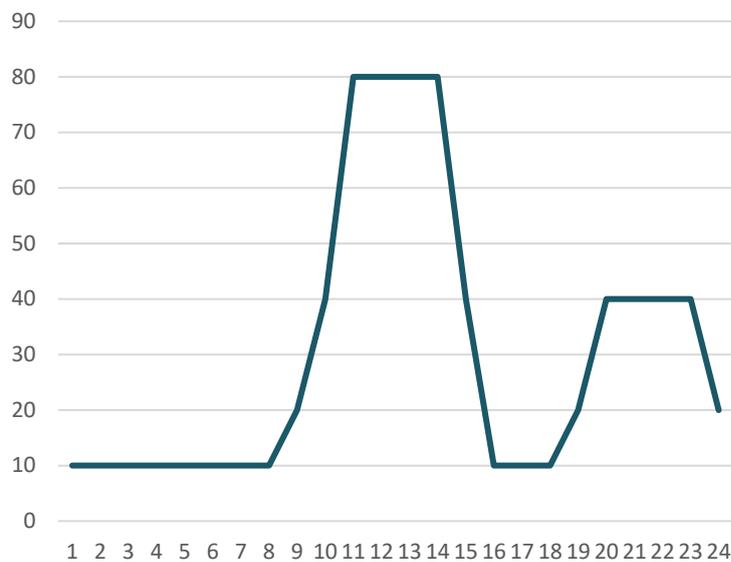


Tabella 14: Profilo di consumo Polivalente mercoledì invernale.

Ora	Peso	Ora	Peso
1	10	13	60
2	10	14	50
3	10	15	30
4	10	16	10
5	10	17	10
6	10	18	10
7	10	19	20
8	10	20	40
9	10	21	40
10	30	22	40
11	50	23	40
12	60	24	20

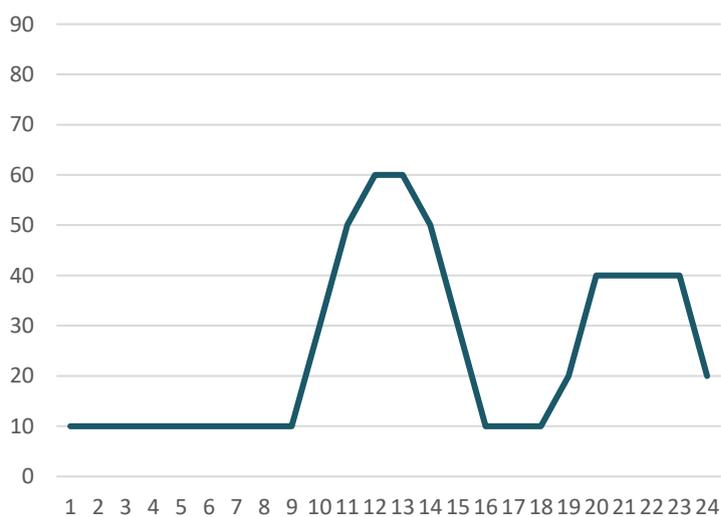


Tabella 15: Profilo di consumo Polivalente mercoledì primavera/autunno.

Ora	Peso	Ora	Peso
1	10	13	30
2	10	14	30
3	10	15	15
4	10	16	10
5	10	17	10
6	10	18	10
7	10	19	10
8	10	20	35
9	10	21	40
10	15	22	40
11	30	23	40
12	30	24	20

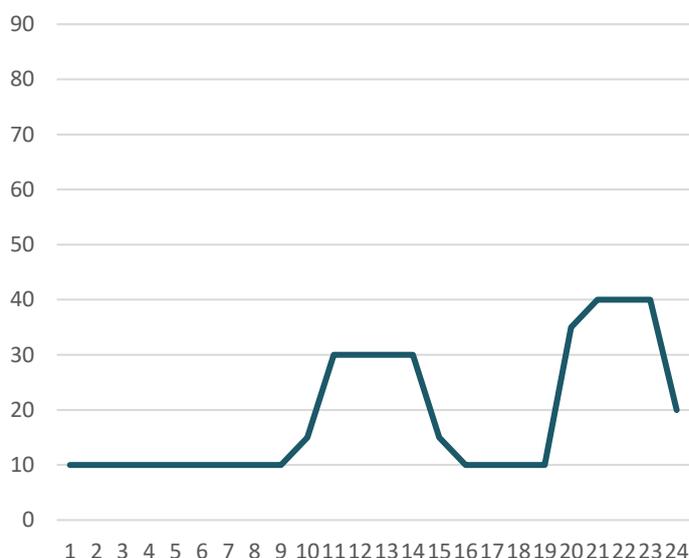


Tabella 16: Profilo di consumo Polivalente mercoledì estate.

- Centro culturale

Il centro culturale è utilizzato come biblioteca per due mezze giornate a settimana. Come per l'edificio Polivalente, anche per il centro culturale è stato stimato il consumo annuo attraverso il costo fatturato per l'anno 2020 aumentandolo del 33% e assumendo un prezzo globale al kWh comprendente tutte le voci della bolletta elettrica pari a 0,36 €/kWh.

Costo fatturato	Costo ipotizzato	Costo globale al kWh	Consumo annuo
850 €	1.133 €	0,36 €/kWh	3148 kWh

Il dato annuo è stato suddiviso mensilmente ipotizzando il seguente profilo:

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
%	11,1%	9,3%	9,3%	8,3%	8,8%	7,3%	7,3%	7,4%	7,3%	7,4%	8,3%	8,3%
kWh	349,0	291,6	292,8	260,3	277,0	228,7	229,0	233,0	229,8	234,5	261,3	261,3

Tabella 17: Consumo mensile.

La curva di carico giornaliera è stata distinta per giorni feriali di apertura (martedì e venerdì) e festivi/feriali di chiusura (lunedì, mercoledì, giovedì, sabato, domenica). L'orario considerato è quanto segue: martedì 14:00-18:00, venerdì 11:00-14:00 e 20:00-23:00, lunedì, mercoledì, giovedì, sabato e domenica chiuso. Un'ulteriore distinzione è stata applicata tra stagione invernale, primavera/estate/autunno. L'attribuzione dei pesi per le singole ore dei diversi giorni è riportata nell'appendice A, di seguito si riporta a titolo di esempio il giorno di martedì per le due distinzioni stagionali.

Ora	Peso	Ora	Peso
1	10	13	10
2	10	14	60
3	10	15	60
4	10	16	60
5	10	17	60
6	10	18	60
7	10	19	10
8	10	20	10
9	10	21	10
10	10	22	10
11	10	23	10
12	10	24	10

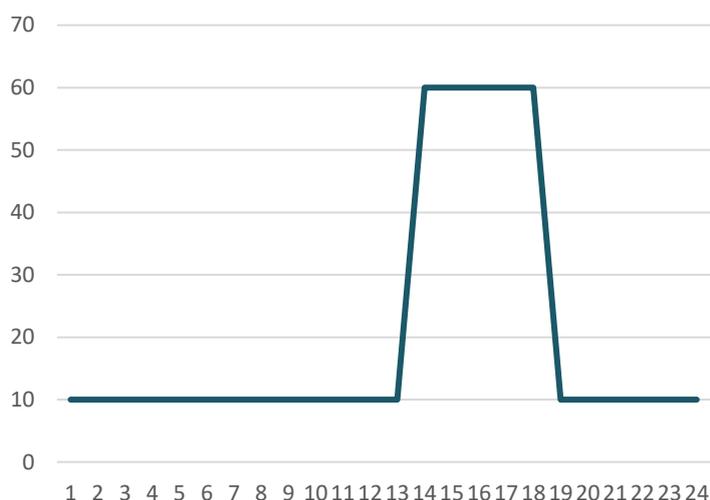


Tabella 18: Profilo di consumo centro culturale martedì inverno.

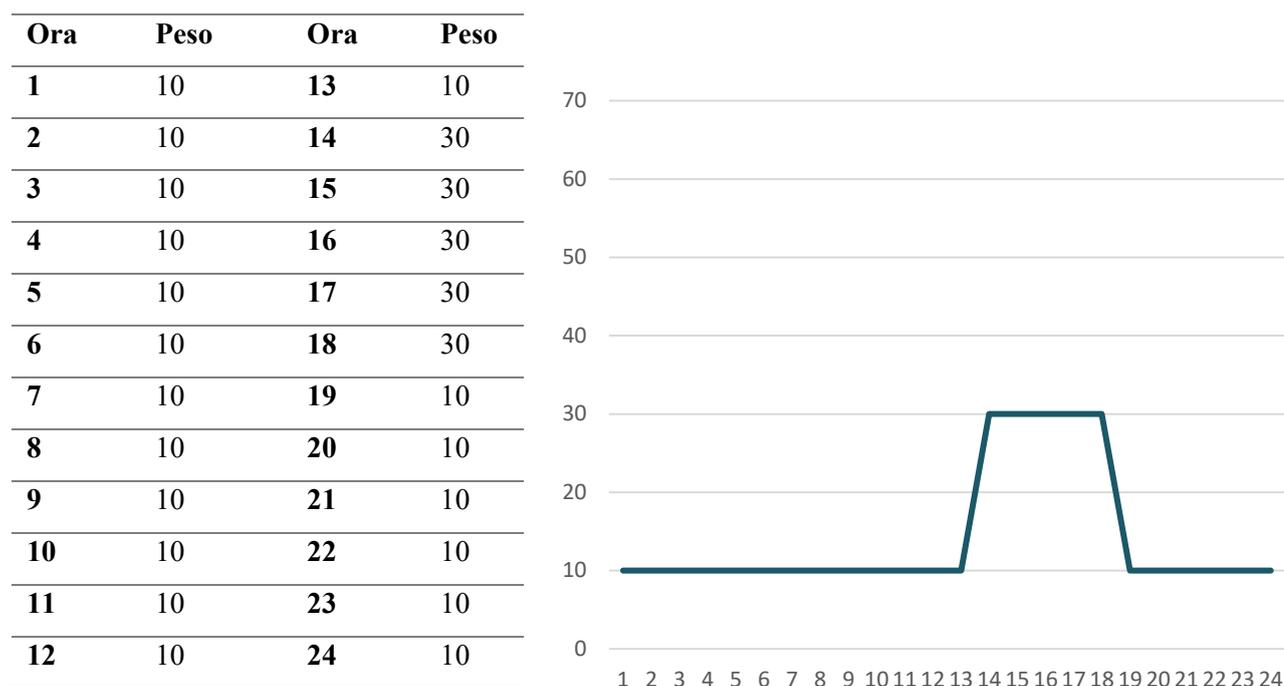


Tabella 19: Profilo di consumo centro culturale martedì primavera/estate/autunno.

- illuminazione pubblica

Il sistema di illuminazione pubblica di Bobbio Pellice prevede otto POD. Il dato annuale di consumo dell'anno 2017 pari a 52.547 kWh è stato reperito dai database di Regione Piemonte relativi a tutti gli ambiti amministrativi della regione. Gli orari convenzionali di accensione e spegnimento sono stabiliti dalla Delibera ARG/elt 29/08 di ARERA [21] entrata in vigore nel 2008 sostituendo la Delibera n.52/04. La Delibera distingue tre fasce geografiche ossia tre gruppi di regioni caratterizzati dagli stessi orari di accensione e spegnimento:

- fascia centrale → Abruzzo, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Marche, Sicilia, Toscana, Trentino-Alto Adige, Umbria e Veneto;
- fascia orientale → Basilicata, Calabria, Campania, Molise e Puglia;
- fascia occidentale → Liguria, Lombardia, Piemonte, Sardegna e Valle d'Aosta;

La regione Piemonte ricade nella fascia occidentale per la quale gli orari convenzionali sono i seguenti:

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

Mese	decade	ora convenzionale di accensione	ora convenzionale di spegnimento	totale minuti
Gennaio	1	17,15	8,10	895
	2	17,30	8,05	875
	3	17,40	8,00	860
Febbraio	1	17,55	7,50	835
	2	18,10	7,35	805
	3	18,25	7,20	775
Marzo	1	18,35	7,05	750
	2	18,50	6,45	715
	3	19,05	6,25	680
Aprile	1	20,15	7,05	645
	2	20,30	6,45	615
	3	20,45	6,25	580
Maggio	1	21,00	6,10	550
	2	21,10	5,55	525
	3	21,25	5,45	500
Giugno	1	21,35	5,35	490
	2	21,40	5,35	475
	3	21,45	5,35	470
Luglio	1	21,45	5,45	520
	2	21,35	5,55	500
	3	21,25	6,00	485
Agosto	1	21,10	6,15	605
	2	20,55	6,30	575
	3	20,35	6,45	540
Settembre	1	20,15	7,00	700
	2	19,55	7,10	675
	3	19,35	7,25	640
Ottobre	1	19,15	7,35	810
	2	18,55	7,50	775
	3	18,40	8,00	750
Novembre	1	17,25	7,15	890
	2	17,10	7,30	860
	3	17,05	7,40	845
Dicembre	1	17,05	7,55	890
	2	17,05	8,00	885
	3	17,10	8,10	870

Tabella 20: Orari convenzionali di accensione e spegnimento per la fascia occidentale.

Noto il consumo annuo e sulla base di tali orari è stato ricavato il consumo al minuto come il rapporto tra il consumo annuale e i minuti di accensione totali:

$$E_{minuto} = \frac{E_{anno}}{\min_anno} = 0,2087 \left[\frac{kWh}{min} \right]$$

Per semplificare la procedura e ridurre il tempo computazionale è stata assunta la seguente ipotesi: per ogni mese dell'anno è stato considerato un unico profilo di consumo equivalente alla curva di carico corrispondente ai giorni-tipo identificati da Duffie Beckman:

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Giorno	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10

Tabella 21: Giorno-tipo per ogni mese Duffie Beckman.

Moltiplicando il consumo unitario per il numero di minuti di accensione durante ogni fascia oraria del giorno si ottiene il consumo energetico orario.

- Utente residenziale domestico

Con il termine utente residenziale domestico si fa riferimento ad un'utenza di tipo residenziale (una famiglia) di cui sono note le seguenti informazioni: area geografica, altitudine, zona climatica, numero di famiglie per abitazione, numero di componenti per famiglia, superficie dell'abitazione. Di seguito è stata considerata l'utenza tipo residenziale secondo i dati ISTAT 2011:

Area geografica	Provincia di Torino
Altitudine	581 m s.l.m.
Zona climatica	E
N° famiglie per abitazione	1
Componenti per famiglia	2,15
Superficie abitazione [m ²]	93,78

Tabella 22: Utente domestico residenziale tipo.

Dal portale *Siatel* dell'Agenzia delle Entrate del comune di Villar Pellice sono stati scaricati i dati di consumo annuo per una utenza tipo come appena definita. Lo stesso consumo annuo è stato ipotizzato anche per l'utente residenziale del comune di Bobbio Pellice.

$$E_{anno,DOM_RES} = 2022 \text{ kWh/anno}$$

La ripartizione mensile del dato annuo si è basata sui dati raccolti da 3608 attestati di prestazione energetica (APE) dell'anno 2018:

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
%	9,5%	8,6%	9,1%	7,9%	7,9%	7,4%	7,9%	7,5%	7,4%	8,3%	8,8%	9,7%
kWh	191,7	175,1	183,2	159,9	159,1	150,2	158,9	152,3	148,8	167,0	178,7	196,9

Tabella 23: Ripartizione mensile 1 utente domestico residenziale tipo.

La curva oraria è stata costruita sulla base dei dati di consumo dell'anno 2019 forniti da ACEA Industriale S.p.A. validi per tutto il territorio del Pinerolese in cui la Val Pellice è inclusa. I dati raccolti considerano un campione di 378 POD e distinguono i giorni di lunedì, altri giorni feriali, giorni festivi per la stagione invernale, primavera/autunno ed estate. La tabella completa dei pesi attribuiti ad ogni ora è riportata in Appendice A. Di seguito si riporta a titolo di esempio il profilo attribuito a un giorno feriale (martedì-venerdì) e festivo per le tre stagioni.

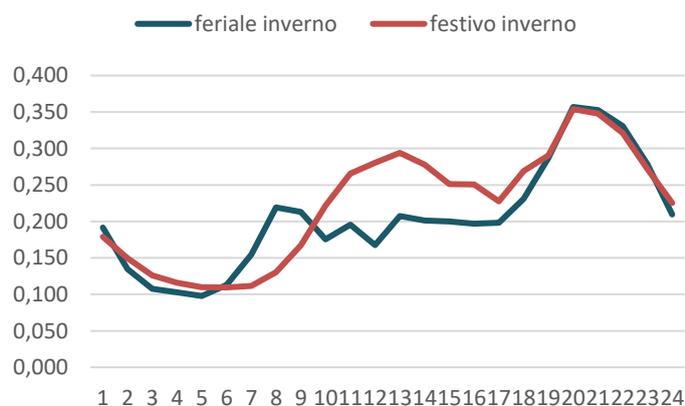


Figura 15: Ripartizione pesi consumo feriale e festivo invernato.

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

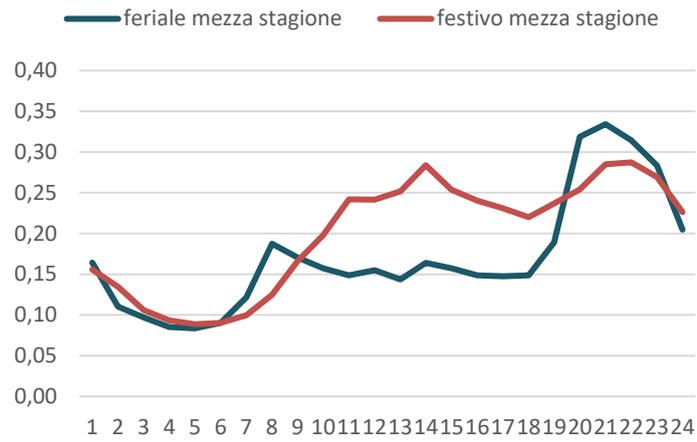


Figura 16: Ripartizione pesi consumo feriale e festivo mezza stagione.

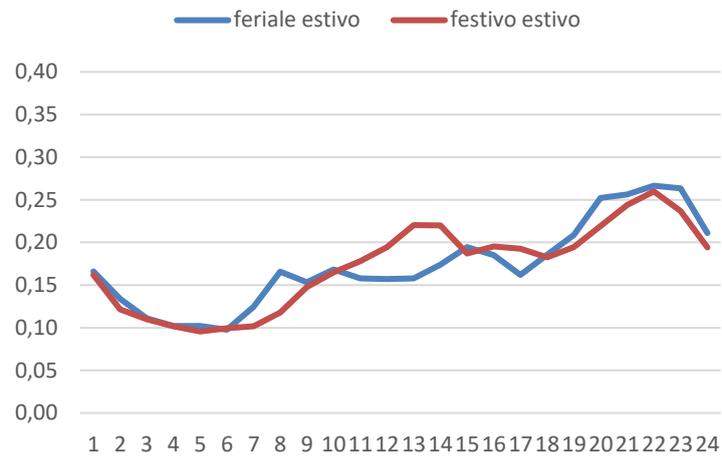


Figura 17: Ripartizione pesi consumo feriale e festivo estate.

Per un confronto più utile si riporta la distribuzione feriale e festiva per le tre stagionalità:

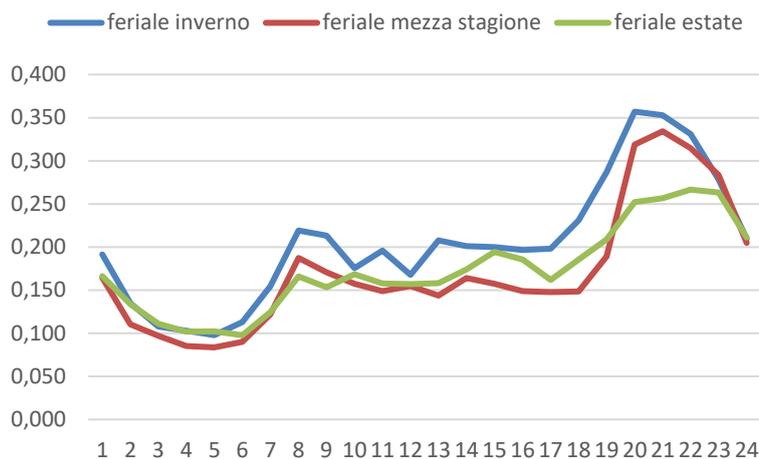


Figura 18: Consumo giorni feriali.

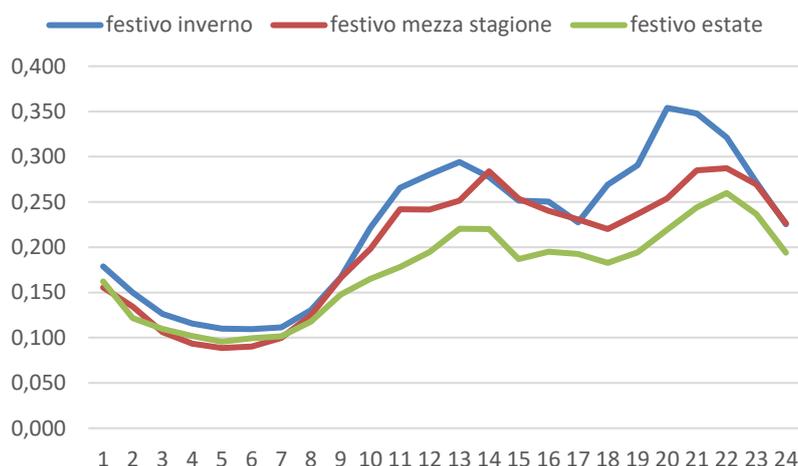


Figura 19: Consumo giorni festivi.

All'aumentare del numero di utenti residenziali considerati aumenta proporzionalmente il consumo annuo, mensile ed orario.

3.2. Producibilità da solare a Bobbio Pellice (TO) – ArcGis Software

Al fine di identificare gli edifici comunali più adatti all'installazione di impianti fotovoltaici è stata svolta l'analisi della producibilità elettrica da fonte solare per tutto il territorio del comune di Bobbio P. tramite il Software ESRI ArcGis.

I dati di partenza necessari all'analisi sono stati principalmente il Digital Surface Model (DSM) di tutta la Valle Pellice in formato raster e la mappa dell'edificato residenziale, pubblico e produttivo-

commerciale in formato shapefile. Tramite il tool “Area Solar Radiation” è stata svolta una simulazione per ogni stagione dell’anno: inverno (gennaio, febbraio, marzo, novembre, dicembre), primavera (aprile, maggio), estate (giugno, luglio, agosto) e autunno (settembre, ottobre). Per ogni simulazione è stata calcolata la trasmittività atmosferica a partire dal fattore di turbidità Linke che è stato reperito sul sito web SODA.

Stagione	Trasmittività
Inverno	0,222
Primavera	0,688
Estate	0,515
Autunno	0,613

Tabella 24: Dato di input trasmittività atmosferica.

Come spiegato nel paragrafo 2.3, il tool calcola l’irradiazione solare considerando esclusivamente la componente diretta e diffusa e non la radiazione riflessa. Inoltre non considera l’orientamento delle superfici che vengono ipotizzate tutte piane senza inclinazione.

Gli output delle quattro simulazioni svolte sono 48 file di tipo raster dell’intera Val Pellice, 12 per ogni simulazione condotta, ma l’area di interesse riguarda solo il comune di Bobbio Pellice quindi tramite il tool “Extraction by mask” sono state esportate le informazioni dell’area oggetto di studio. Successivamente i file raster sono stati convertiti in formato shapefile e sono state effettuate le unioni (join) di ogni mese dell’anno per ottenere un’unica tabella di attributi rappresentante l’anno intero. L’informazione di interesse contenuta nella tabella è l’irradiazione mensile per ogni punto dello shapefile. A questo punto per ogni riga, ossia ogni punto della mappa, è stata calcolata l’irradiazione cumulata annua in kWh/m² come somma dell’irradiazione dei singoli mesi. Di seguito si riportano le mappe per i mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre in formato raster.

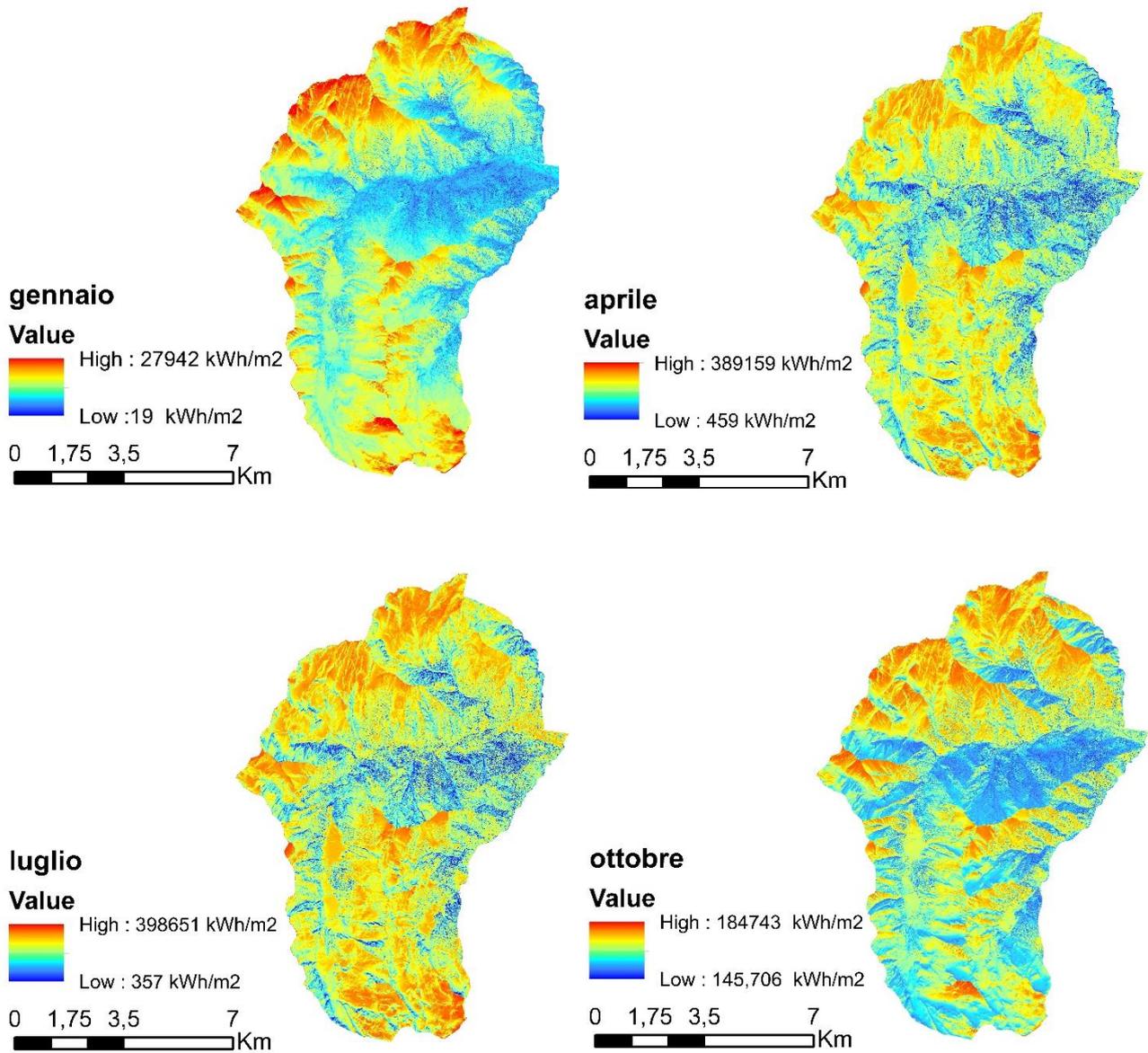


Figura 20: Mappe di irradiazione solare

A questo punto è stata importata la mappa degli edifici in formato shapefile evidenziando il valore di irradiazione cumulata annua per ogni singola struttura e sono stati selezionati gli edifici comunali presi in considerazione nel progetto.

Legenda

EDIFICI_BOBBIO

Totale

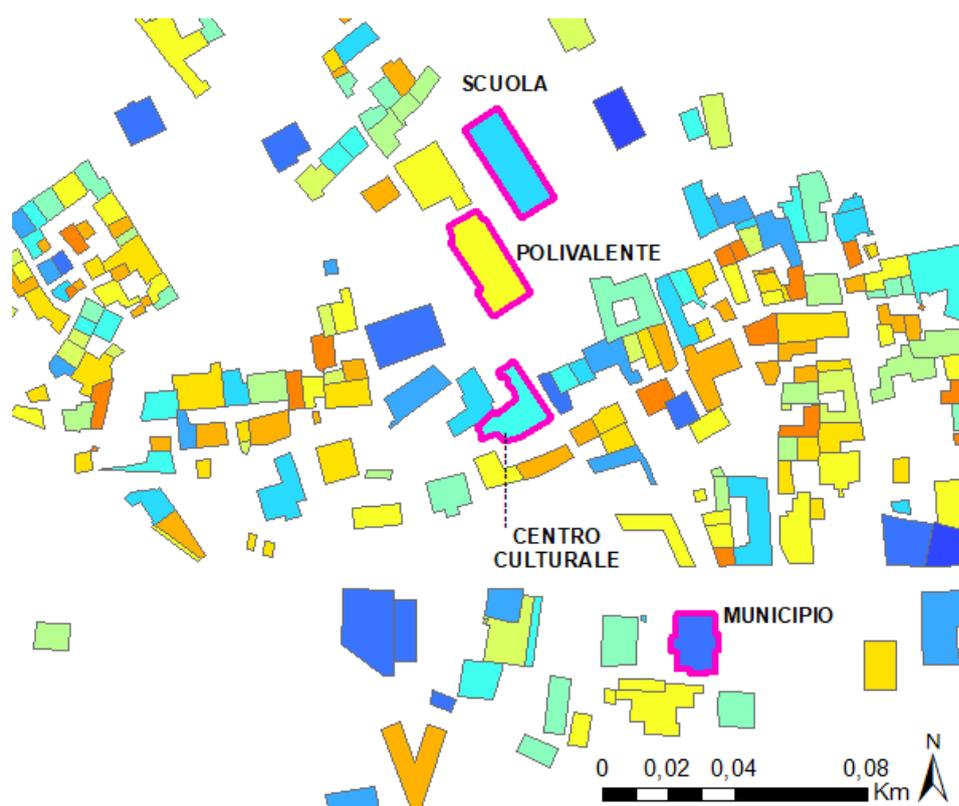
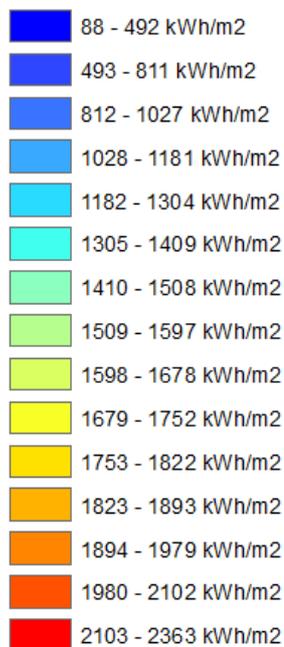


Figura 21: Irradiazione annua edifici

Per la scelta degli edifici idonei all’installazione degli impianti fotovoltaici sono stati selezionati le strutture aventi:

- Irradiazione solare annua > 1200 kWh/m²
- Altezza edificio H > 5 m

Edificio	Irradiazione solare annua [kWh/m²]	Altezza edificio [m]
Municipio	971	10
Scuola	1298	4
Polivalente	1743	7
Centro culturale	1354	6

Figura 22: Edifici comunali selezionati

Gli unici due edifici che rispettano i requisiti di irradiazione e altezza sono il Polivalente e il Centro culturale.

Per calcolare il potenziale fotovoltaico, ossia l'energia producibile tramite tecnologia fotovoltaica, è stato ipotizzato l'uso della tecnologia policristallina con rendimento di conversione assunto $\eta_{PC} = 14\%$. La tipologia di pannello incide sullo spazio necessario ma anche sui costi di investimento e quindi sul pay-back-time (PBT). I pannelli fotovoltaici presi di riferimento hanno le seguenti caratteristiche [22]:

Altezza [cm]	170
Larghezza [cm]	100
Area [m ²]	1,7
Potenza singolo pannello [W]	245

- Polivalente

L'edificio è costituito da due moduli, uno con tetto a falde rivolte una verso nord-est e l'altra verso sud-ovest, l'altro con tetto a falde rivolte verso sud-est e nord-ovest. Il tetto preso in considerazione è il secondo, in particolare si è considerata solo la falda rivolta verso sud-est.



Figura 23: Polivalente e falda di interesse

La falda considerata è evidenziata in rosso in Figura 23 ed è esposta a sud-est con un angolo di azimut $\theta_{azimut} \cong -32^\circ$. I dati geometrici della porzione di tetto di interesse sono stati calcolati approssimativamente tramite il comando "Measure" di ArcGis. Cautelativamente sono stati sottratti

1,5 m per ogni lato e l'area rimanente è stata considerata area disponibile per l'installazione dei pannelli fotovoltaici.

Lunghezza	13,8 m
Proiezione altezza	4,45 m
Inclinazione	50°
Altezza	4,61 m
Lunghezza disponibile	12,3 m
Altezza disponibile	3,11 m
Area disponibile	38,27 m ²

Tabella 25: Caratteristiche geometriche della falda del tetto in esame

La misura effettuata su ArcGis rappresenta la proiezione del lato quindi ipotizzando l'inclinazione della falda è stata calcolata l'altezza effettiva del tetto. L'inclinazione della falda è stata considerata pari a 50°.

Note le dimensioni del pannello è stato calcolato il numero di pannelli ed il numero di file posizionabili sulla superficie.

Numero file	1
Numero pannelli per fila	12,3
Totale pannelli	12
Totale kWp	2,94

La potenza di picco installata ammonta a 2,94 kW. A questo punto, noti tali dati, è stata simulata la produzione elettrica oraria per l'anno 2016 (anno più recente selezionabile) tramite il PhotoVoltaic Geographical Information System PVGIS del JRC (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html) i cui dati di input sono riassunti di seguito:

Latitudine (gradi decimali)	44.809
Longitudine (gradi decimali)	7.116
Altitudine	751 m
Database della radiazione	PVGIS-SARAH
Anno	2016
Tipologia di montaggio	fissato
Inclinazione	30° ottimizzata
Azimut	-32°
Tecnologia PV	silicio cristallino
Potenza di picco	2,94 kW

Tabella 26: Input PVGIS

L'energia elettrica producibile è stata calcolata applicando la relazione di Suri:

$$E_{el} = PR \cdot H_s \cdot S \cdot \eta$$

dove:

E è l'energia elettrica producibile annualmente [kWh/anno];

PR è l'indice di performance del sistema assumibile $\cong 0,75$;

H_s è l'irradiazione cumulata in un intervallo di tempo [kWh/m²/tempo];

η è il rendimento di conversione calcolabile come $\eta = \frac{Wp}{S \cdot I_{sc}}$

I_{sc} è l'irraggiamento in condizioni standard pari a 1 kW/m²

Questa formulazione non tiene conto né della dimensione della superficie del tetto né della tipologia di pannello e del suo rendimento. La potenza di picco producibile in condizioni ideali (1 kWp) è rapportata a quella realmente prodotta dal pannello in base all'entità dell'irraggiamento.

I valori di energia producibile possono essere confrontati con i dati ottenibili dal sito di PVGIS. Tra i dati di energia producibile annua si riscontra un errore relativo del 19%.

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

Mese	Irradiazione [kWh/m2]	Energia producibile [kWh]	Energia PVGIS [kWh]	Errore rel
gennaio	8,6	18,9	43,9	57%
febbraio	21,4	47,1	92,5	49%
marzo	54,3	119,8	221,0	46%
aprile	215,2	474,6	292,1	62%
maggio	260,7	574,8	386,0	49%
giugno	294,3	648,9	391,0	66%
luglio	297,5	656,0	444,5	48%
agosto	270,5	596,5	480,4	24%
settembre	182,0	401,4	361,1	11%
ottobre	122,1	269,2	275,0	2%
novembre	10,7	23,5	75,8	69%
dicembre	5,4	12,0	162,8	93%
Anno	1742,7	3842,7	3226,2	19%

Tabella 27: Confronto dati calcolati e PVGIS Polivalente.

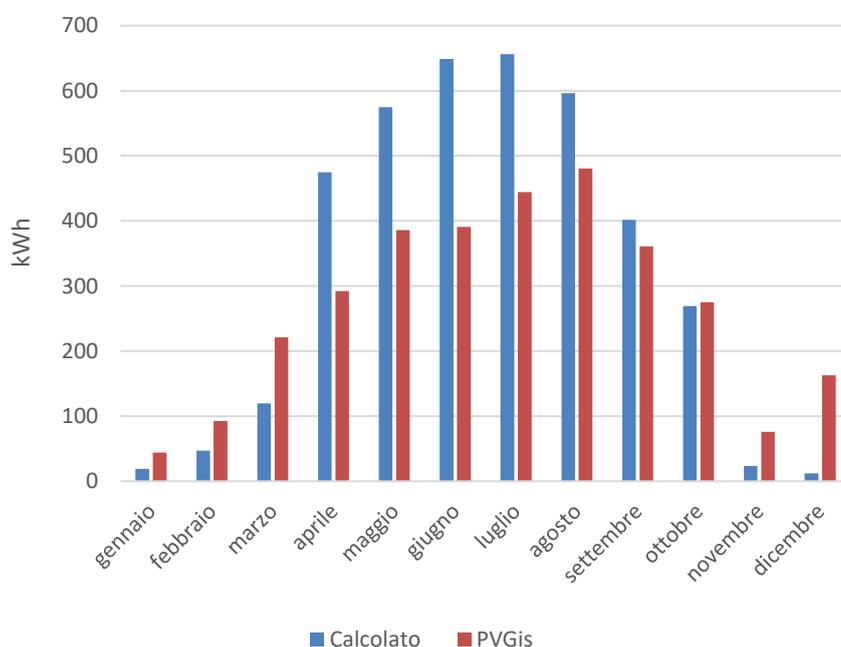


Figura 24: Confronto energia producibile calcolata e da PVGIS.

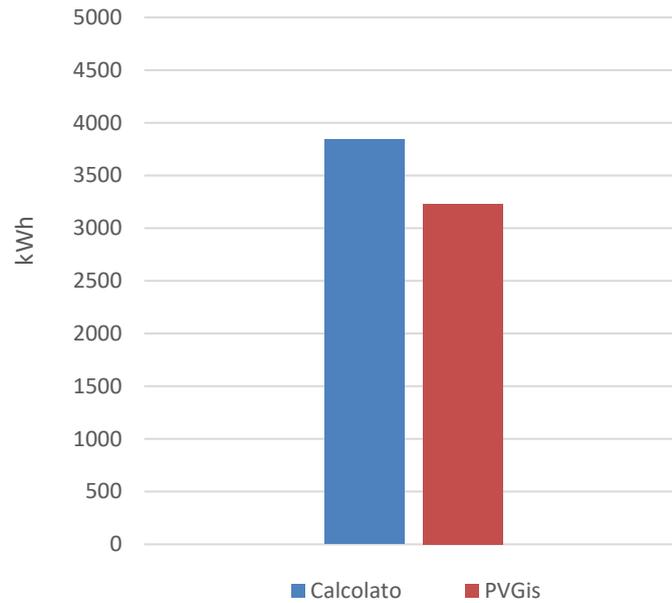


Figura 25: Confronto energia annua producibile calcolata e da PVGIS Centro culturale.

Per i bilanci orari sono stati considerati i dati di PVGIS in quanto più attendibili perché considera la potenza di picco effettiva (ossia la superficie disponibile), l'orientamento del tetto rispetto al Sud e longitudine e latitudine dell'area in esame.

- Centro culturale

L'edificio evidenziato in Figura 21 è l'aggregato del centro culturale e delle abitazioni residenziali facenti parte dello stesso edificato. La superficie del tetto oggetto di studio è la falda orientata a sud-ovest.



Figura 26: Falda Centro culturale

L'angolo di azimut è stato valutato approssimativamente pari a $\theta_{azimut} \cong -27^\circ$. I dati geometrici della porzione di tetto di interesse sono stati misurati tramite il comando "Measure" di ArcGis. In questo caso è stato sottratto 1 m per ogni lato invece che 1,5 m in quanto come si vede in Figura 26 la superficie del tetto risulta essere priva di oggetti estranei o impedimenti al posizionamento dei pannelli.

Lunghezza	9,2 m
Proiezione altezza	6,0 m
Inclinazione	50°
Altezza	6,22 m
Lunghezza disponibile	8,2 m
Altezza disponibile	5,22 m
Area disponibile	42,8 m ²

Tabella 28: Caratteristiche geometriche della falda del tetto in esame

Note le dimensioni del pannello e le dimensioni della superficie disponibile è stato calcolato il numero di pannelli ed il numero di file posizionabili.

H [m]	1,7		
β [°]	30	β [rad]	0,523599
P [m]	1,47	cosβ	0,866
A [m]	0,85	senβ	0,500
D [m]	2,14	tan(23.05+lat)	2,51
L	3,61		

*23.5° si indica la declinazione al solstizio invernale (21 dicembre)

Tabella 29: Distanza minima tra due file

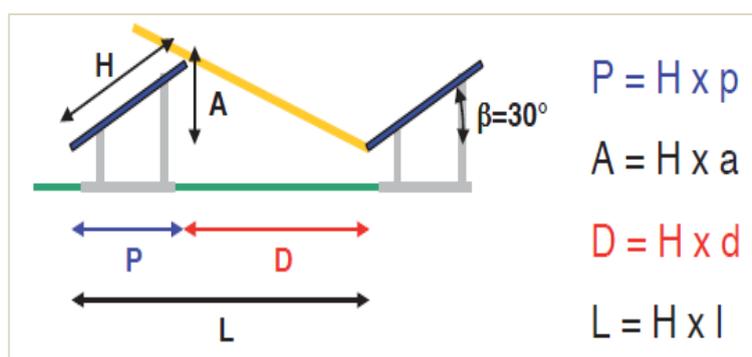


Figura 27: Calcolo distanza tra file di pannelli

Le dimensioni permettono di installare due file per un totale di 16 pannelli per un totale di 3,9 kW di picco.

Numero file	2
Numero pannelli per fila	8,2
Totale pannelli	16
Totale kWp	3,92

I dati di input immessi in PVGIS sono riepilogati in Tabella 30.

Latitudine (gradi decimali)	44.808
Longitudine (gradi decimali)	7.116
Altitudine	747 m
Database della radiazione	PVGIS-SARAH
Anno	2016
Tipologia di montaggio	fissato
Inclinazione	30° ottimizzata
Azimut	-27°
Tecnologia PV	silicio cristallino

Potenza di picco	3,94 kW
-------------------------	---------

Tabella 30: Dati input PVGIS

Dal confronto con i dati di energia producibile annualmente calcolati tramite l'irradiazione di ArcGis e i risultati ottenuti con PVGIS l'errore relativo è circa pari al 5% sul dato annuo. Come per il Polivalente, per i bilanci orari sono stati considerati i dati ottenuti con PVGIS

Mese	Irradiazione [kWh/m2]	Energia producibile [kWh]	PVGIS energia [kWh]	Errore relativo
gennaio	5,4	16,0	55,6	71%
febbraio	13,2	38,8	119,3	68%
marzo	38,1	111,9	289,2	61%
aprile	167,2	491,5	380,9	29%
maggio	230,4	677,3	502,1	35%
giugno	266,8	784,3	506,6	55%
luglio	261,3	768,2	575,9	33%
agosto	205,3	603,5	628,6	4%
settembre	105,4	309,8	473,4	35%
ottobre	50,8	149,3	362,5	59%
novembre	6,6	19,5	97,2	80%
dicembre	3,6	10,6	215,8	95%
Anno	1353,9	3980,6	4207,1	5%

Tabella 31: Confronto dati calcolati e PVGIS Centro culturale.

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

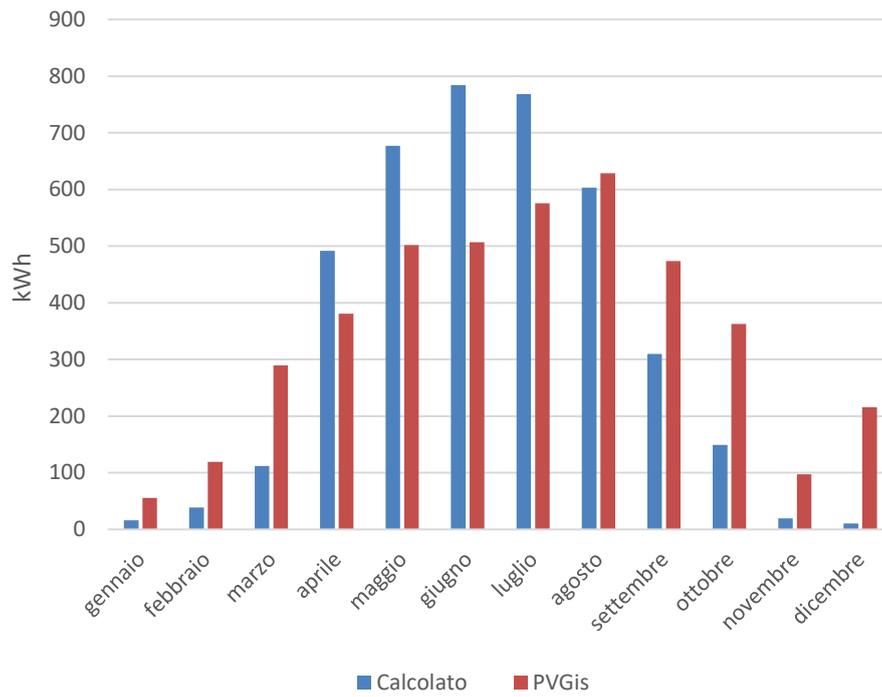


Figura 28: Confronto energia producibile calcolata e da PVGIS Centro culturale.

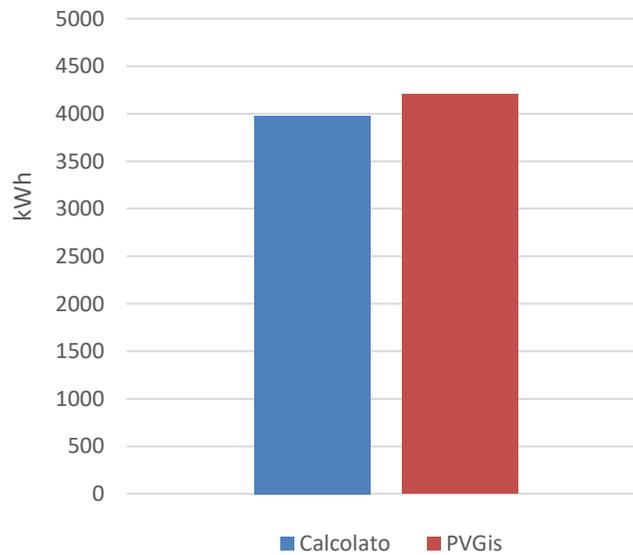


Figura 29: Confronto energia annua producibile calcolata e da PVGIS Centro culturale.

3.3. Impianto idroelettrico

Tra le fonti di energia rinnovabile disponibili per il soddisfacimento del fabbisogno energetico di una Comunità Energetica Rinnovabile, gli impianti idroelettrici garantiscono una produzione generalmente più elevata e costante rispetto alla fonte solare, seppur variabile stagionalmente.

L'oggetto di studio di questo capitolo è la valutazione della fattibilità tecnica ed economica relativa all'inserimento all'interno di una possibile comunità energetica rinnovabile a Bobbio Pellice della centrale mini-idroelettrica in progetto di cui l'Azienda Pralafera Energia Soc. Agr. A.R.L. diventerebbe socia. L'Azienda, in quanto produttrice di energia, non può entrare a far parte della comunità in modo diretto in quanto rappresenta una PMI la cui attività commerciale principale è la produzione e la vendita di energia. L'impianto può essere gestito dall'Azienda e dato in detenzione¹ alla comunità in modo che i produttori terzi non facciano parte della comunità ma l'energia da essi immessa rileva ai fini dell'individuazione dell'energia condivisa.

3.3.1. Inquadramento territoriale

Il torrente principale di tutta la Val Pellice è il torrente Pellice che nasce dal Monte Granero nel comune di Bobbio P. la cui idrologia è rappresentata nella mappa seguente:

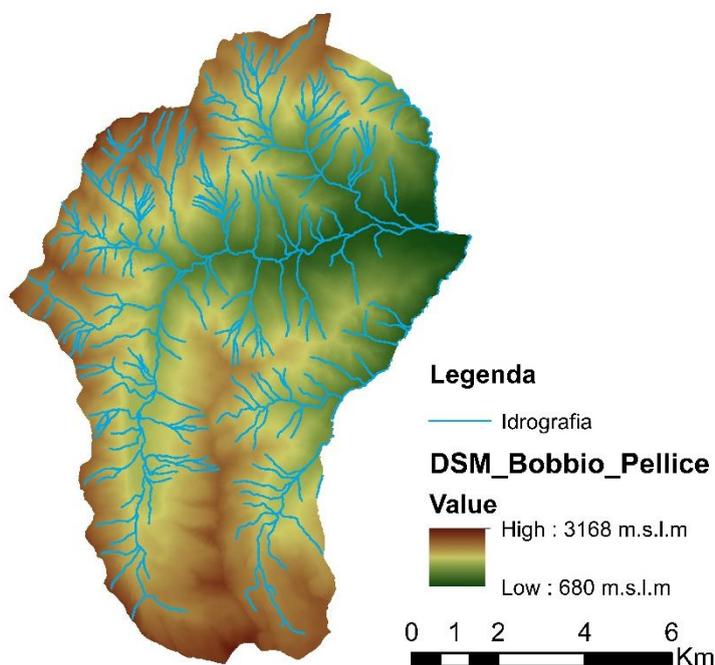


Figura 30: Idrologia Bobbio Pellice.

¹ Detenere un impianto significa averne la piena disponibilità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà [22].

La centrale micro-idroelettrica oggetto di studio è localizzata nel tratto terminale del torrente Cruello, affluente del torrente Pellice.



Figura 31: Localizzazione della centrale e del punto di presa [23].

Non essendo presenti stazioni di misura di portata in sito, l'analisi idrologica svolta dallo studio di ingegneria Aqu-el di Luserna San Giovanni si è basata sulla curva di durata delle portate con metodologia sviluppata nel progetto RENERFOR (Regione Piemonte in collaborazione con il Politecnico di Torino). La procedura consente di ricavare i valori caratteristici del bacino imbrifero sotteso al torrente Cruello e si basa sull'utilizzo del software QGis a cui sono state aggiunte funzionalità specifiche sviluppate ad hoc.

La simulazione delle portate del torrente è stata confrontata con i risultati ottenuti da una metodologia statistica di regolarizzazione dei dati idrologici relativi alle stazioni di misura disponibili per l'intero bacino del Po in funzione delle caratteristiche del bacino e dell'efflusso medio annuo.

Le portate medie mensili [m^3/s] del torrente Cruello ottenute dallo studio Aqu-el sono riportate di seguito [23].

gen	feb	mar	apr	mag	giu
0.172	0.152	0.201	0.344	0.767	1.005
lug	ago	set	ott	nov	dic
0.693	0.433	0.365	0.328	0.271	0.189

Tabella 32: Portate mensili torrente Cruello

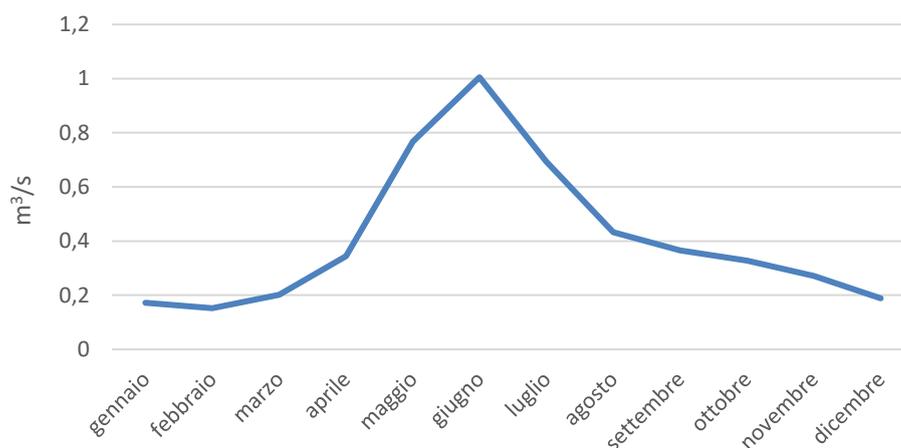


Figura 32: Portate mensili torrente Cruello

Il progetto prevede una modulazione temporale del deflusso minimo vitale (DMV) in base alla quale la gestione dei rilasci avviene a gradini con valori differenziati ed ognuno applicabile a periodi di tempo di durata predefinita solitamente non inferiore a 30 giorni. Durante la progettazione sono state adottate tre portate di rilascio distribuite mensilmente come segue [23]:

mese	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
DMV [m³/s]	0,10	0,10	0,10	0,17	0,22	0,22	0,22	0,17	0,17	0,17	0,10	0,164

Tabella 33: Portate di deflusso minimo vitale

Nei mesi in cui la portata media mensile del torrente è inferiore al 50% del deflusso medio annuo (pari a 0,410 m³/s) il rilascio minimo durante l’anno è pari a 0,100 m³/s , nei mesi in cui la portata media mensile è superiore al 50% del flusso medio annuo ma inferiore allo stesso il DMV è pari a 0.170 m³/s. Durante i mesi in cui il deflusso medio mensile del torrente è superiore alla portata media annua il DMV è pari a 0.220 m³/s.

3.3.2. Tipologia di turbina idraulica e dati nominali di progetto

La turbina scelta è una turbina di tipo Banki a flusso radiale dell’azienda tedesca OSSBERGER® [24] il cui campo operativo prevede:

Salto	2,5 – 200 m
Portata	0,04 – 13 m ³ /s
Potenza	15 – 3.300 kW

La turbina OSSBERGER® è una turbina a flusso radiale con ammissione parziale ed in base al numero di giri caratteristico è classificata come una turbina lenta.

La turbina è costruita con distributore suddiviso in due sezioni con rapporto normale tra le sezioni di 1:2. La sezione più piccola utilizza le portate più basse, la sezione grande le portate intermedie e le due sezioni insieme smaltiscono la portata massima.

Grazie a questa suddivisione è possibile sfruttare qualsiasi portata d'acqua compresa tra il 17 % e il 100 % della portata massima mantenendo un rendimento molto elevato. La regolazione è attuata variando il numero delle pale attraversate dal flusso e questo permette di utilizzare efficientemente portate fortemente variabili [24].

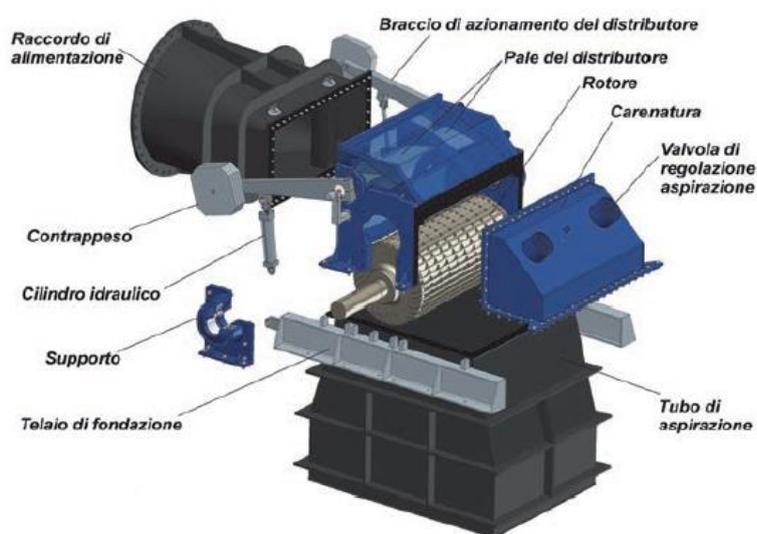


Figura 33: Vista esplosa turbina a due compartimenti [24]

Il rendimento globale medio delle turbine OSSBERGER® è garantito uguale o superiore all'80 % a partire dalle potenze più basse per tutto il campo operativo. Questi rendimenti sono normalmente superati fino ad arrivare a valori dell'87 % nel caso di turbine di taglia medio-grande. Rispetto ad altre tipologie di turbine, la curva di rendimento di mantiene piatta anche a carichi parziali. In Figura 34 si confrontano i rendimenti di tre turbine OSSBERGER® a due compartimenti nel rapporto 1:2 e il rendimento di una turbina Francis. Le turbine OSSBERGER® consentono di avere un rendimento costante ed elevato per un range di portate più ampio. Soprattutto nelle centrali ad acqua fluente le

turbine con un elevato rendimento di punta, ma con rendimenti scadenti ai carichi parziali, producono meno energia rispetto a una turbina con una curva di rendimento pressoché piatta come le turbine Cross Flow OSSBERGER®.

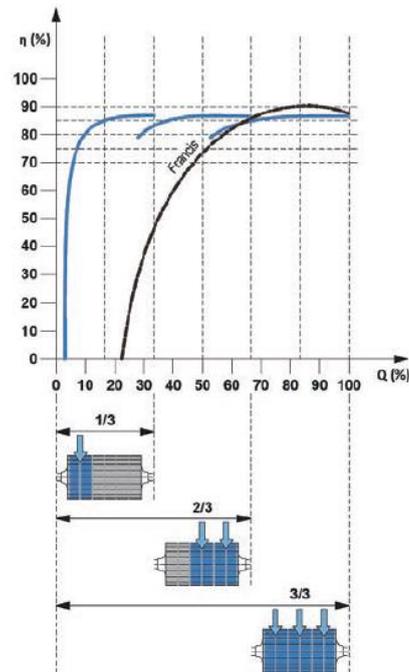


Figura 34: Rendimento turbina Ossberger in confronto con turbina Kaplan [24].

Di seguito il campo di utilizzo delle turbine OSSBERGER®.

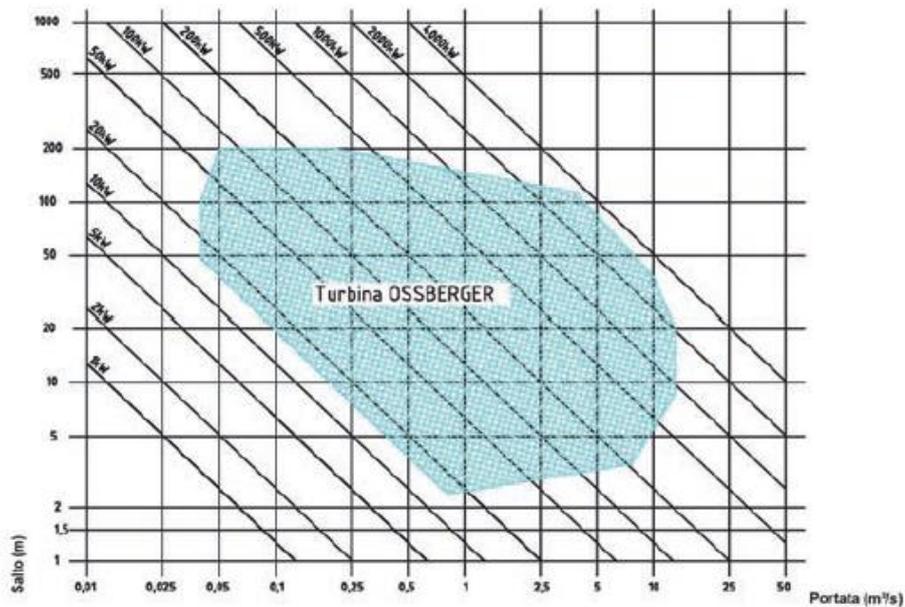


Figura 35: Campo operativo turbine Ossberger [13].

Nel caso in esame, i dati tecnici di progetto dell'impianto sono riportati di seguito:

Portata massima	250	l/s
Portata media annua	136	l/s
Salto legale di concessione	37,13	m
Potenza di concessione	49,7	kW
Potenza massima	91	kW
Producibilità media annua	0,30	GWh

Tabella 34: Grandezze nominali di progetto dell'impianto [25].

3.3.3. Stima del profilo di produzione della turbina

Facendo riferimento ai valori ottenuti tramite la metodologia RENERFOR, i valori di portata media mensile del torrente, il DMV e la portata turbinabile mensile sono riportati in tabella [23].

Mese	Q_{naturali} [m³/s]	DMV [m³/s]	Q_{turb} [m³/s]
Gennaio	0,172	0,100	0,000
Febbraio	0,152	0,100	0,000
Marzo	0,201	0,100	0,101
Aprile	0,344	0,170	0,174
Maggio	0,767	0,200	0,250
Giugno	1,005	0,200	0,250
Luglio	0,693	0,200	0,250
Agosto	,0443	0,200	0,223
Settembre	0,365	0,170	0,145
Ottobre	0,328	0,170	0,158
Novembre	0,271	0,170	0,101
Dicembre	0,189	0,100	0,000

Tabella 35: Portate naturali, DMV e portate turbinabili [23].

Le portate derivabili, e quindi turbinabili, dei mesi di gennaio, febbraio e dicembre risultano essere nulle; ciò implica una produzione elettrica nulla durante tali mesi.

Durante i mesi di maggio, giugno e luglio la portata derivata e turbinata è la portata massima di progetto in quanto durante questo periodo i ghiacciai montani si sciolgono e garantiscono le portate più elevate di tutto l'anno.

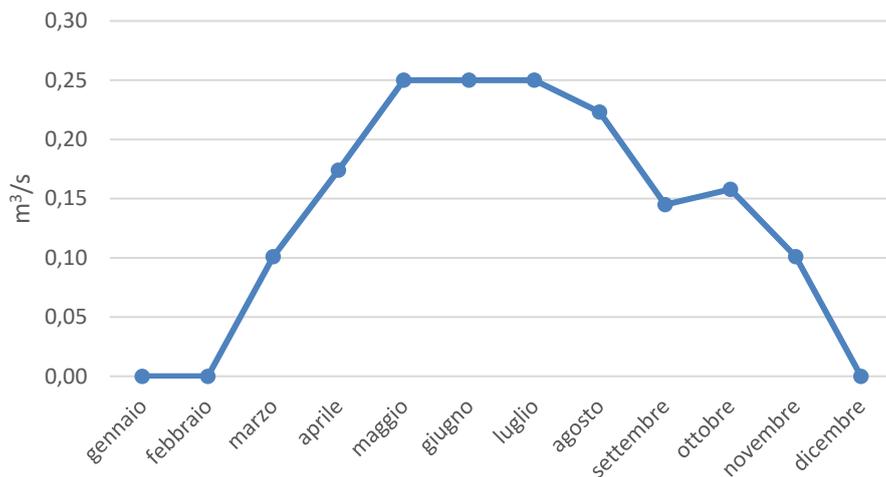


Figura 36: Portata derivabile.

La conoscenza della portata mensile derivabile permette di stimare la potenza elettrica erogabile dalla turbina. Gli impianti idroelettrici sono generalmente caratterizzati da una produzione pressoché costante durante i giorni dello stesso mese o a volte durante la stessa stagione. L'andamento caratteristico della portata è un andamento stagionale i cui picchi durante i mesi estivi sono giustificati dallo scioglimento dei ghiacciai in alta quota, mentre durante i mesi invernali il contributo principale è dovuto alle precipitazioni atmosferiche.

Nota la portata derivabile, cioè la quota della portata naturale che può potenzialmente entrare in turbina, si può ricavare l'andamento della potenza elettrica producibile. La potenza elettrica erogabile da una turbina idraulica si calcola secondo come:

$$P_{el} = \eta_{cond} \cdot \eta_t \cdot \eta_{gen} \cdot \rho \cdot g \cdot Q_{turb} \cdot Hd \quad [W]$$

dove:

η_{cond} è il rendimento della condotta forzata assumibile pari a 0,97.

η_t è il rendimento della turbina che comprende il rendimento idraulico, il rendimento volumetrico e il rendimento organico. Assunto pari a 0,82.

η_{gen} è il rendimento del generatore elettrico, assunto pari a 0,88.

$$\rho = 1000 \frac{kg}{m^3}.$$

$$g = 9,81 \frac{m}{s^2}.$$

Q_{turb} è la portata turbinata variabile mensilmente.

Hd è il salto disponibile, in progetto pari a 37,13 m.

La potenza elettrica erogata può essere considerata costante durante ogni singolo mese in quanto il suo carattere prettamente stagionale non evidenzia grandi variazioni tra i giorni di una stessa mensilità. Durante il giorno potrebbe verificarsi una piccola variazione di portata dovuta alle temperature: al mattino la temperatura è bassa e la neve in alta quota non si scioglie, nel pomeriggio presto si verifica un lieve aumento di portata che cala nuovamente la sera al calare della temperatura. Per semplicità e poiché le variazioni sono solitamente inferiori al 10%, la portata è stata considerata sempre costante durante le ore della giornata.

La potenza mensile e l'energia mensile stimate dai valori di portata entrante in turbina sono indicate nella tabella seguente. L'energia mensile è stata calcolata considerando un funzionamento continuo durante il giorno ogni giorno.

mese	DMV [m ³ /s]	Q _{turb} [m ³ /s]	Potenza [kW]	Energia [kWh]
gennaio	0,100	0,000	0,00	0,0
febbraio	0,100	0,000	0,00	0,0
marzo	0,100	0,101	25,75	19158,3
aprile	0,170	0,174	44,36	31940,7
maggio	0,220	0,250	63,74	47421,5
giugno	0,220	0,250	63,74	45891,8
luglio	0,220	0,250	63,74	47421,5
agosto	0,170	0,223	56,85	42300,0
settembre	0,170	0,145	36,97	26617,2
ottobre	0,170	0,158	40,28	29970,4
novembre	0,170	0,101	25,75	18540,3
dicembre	0,100	0,000	0,00	0,0

Tabella 36: Potenza ed energia mensile producibili.

La stima dell'energia annua producibile è quindi pari a 0,309 GWh.

3.4.Verifica soddisfacimento dei vincoli tecnici imposti dal GSE per le CER

Come previsto dalle Regole Tecniche redatte dal Gestore dei Servizi Energetici [26] l'impianto deve rispettare una serie di vincoli tecnici che verranno analizzati singolarmente di seguito:

- La potenza del singolo impianto deve essere inferiore a 200 kW. Il vincolo è rispettato in quanto sia la potenza nominale (49,7 kW) che la potenza massima (91 kW) dell'impianto risultano essere entrambe inferiori al limite di potenza prefissato.
- L'impianto deve essere collegato sulla linea di Bassa Tensione sottesa alla medesima cabina secondaria degli altri utenti e impianti della CE. Attualmente questo requisito non può essere verificato con certezza in quanto la verifica delle utenze collegate ad una medesima cabina prevede l'invio di una richiesta ad e-distribuzione [27] di cui non si è avuta ancora risposta. E' stato quindi assunto che le utenze prese in considerazione siano tutte collegate alla stessa cabina secondaria a cui risulta collegato anche l'impianto idroelettrico. Questa ipotesi deve essere verificata con i dati che verranno forniti da e-distribuzione.
- L'impianto deve entrare in esercizio successivamente alla data del 01 marzo 2020 ed entro la data di recepimento della direttiva RED II che è previsto entro giugno 2021. Attualmente l'impianto potrebbe rispettare il limite massimo temporale di entrata in servizio. Ad ogni modo si prevede che dopo la data di scadenza prefissata con il recepimento della RED II verranno stabilite altre condizioni meno restrittive che permetteranno all'impianto di entrare comunque a far parte della comunità.

3.5.Bilanci energetici

I flussi energetici tra i membri della comunità e tra membri e rete pubblica sono rappresentati in Figura 37.

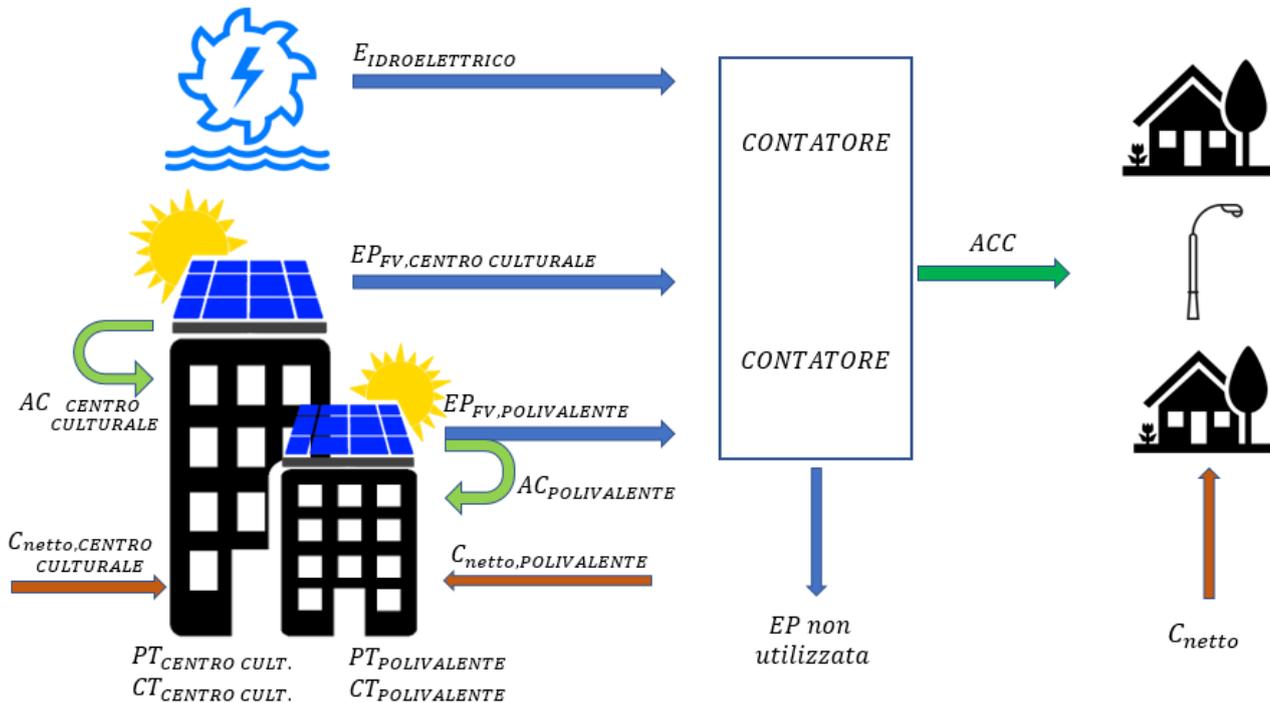


Figura 37: Schema Comunità Energetica Rinnovabile di Bobbio Pellice

I prosumers sono caratterizzati da un consumo elettrico totale CT, da una produzione elettrica totale PT, da una quota di autoconsumo AC e da un fabbisogno elettrico netto C_{netto} in caso la produzione non garantisca la copertura dell'intero fabbisogno. Se la produzione è maggiore del consumo invece vi è una quota di energia prodotta non autoconsumata che è immessa in rete ed è denominata extra-produzione EP. L'extra-produzione è immessa in rete, può essere condivisa con gli altri membri della comunità e la quota che è effettivamente consumata da altri utenti è denominata autoconsumo collettivo ACC della comunità.

Una volta definiti i profili orari di consumo per ogni utenza considerata sono stati impostati i bilanci energetici considerando le quote di produzione e consumo di ogni ora del giorno per tutto l'anno. A titolo di esempio si riporta un estratto Excel per il giorno 01/01/2017 i cui termini sono spiegati di seguito.

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

Giorno	Ora	Idroelettrico	FV Polival.	FV Centro c.	TP	AC Polivalente	AC Centro culturale	EP FV Polivalente	EP FV Centro culturale	E immessa	C netto CE	ACC
01/01/2017	00:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,45	0,00
01/01/2017	01:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,60	0,00
01/01/2017	02:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,82	0,00
01/01/2017	03:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,38	0,00
01/01/2017	04:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,75	0,00
01/01/2017	05:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,39	0,00
01/01/2017	06:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,36	0,00
01/01/2017	07:10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,48	0,00
01/01/2017	08:10	0,00	0,07	0,09	0,17	0,07	0,09	0,00	0,00	0,00	10,00	0,00
01/01/2017	09:10	0,00	2,16	2,82	4,99	0,19	0,37	1,98	2,45	4,43	10,80	4,43
01/01/2017	10:10	0,00	2,60	3,42	6,03	0,19	0,37	2,42	3,05	5,47	14,14	5,47
01/01/2017	11:10	0,00	2,72	3,62	6,34	0,19	0,37	2,54	3,25	5,79	16,82	5,79
01/01/2017	12:10	0,00	2,57	3,45	6,01	0,19	0,37	2,38	3,08	5,46	17,74	5,46
01/01/2017	13:10	0,00	0,61	0,79	1,40	0,19	0,37	0,42	0,42	0,84	18,56	0,84
01/01/2017	14:10	0,00	0,39	0,51	0,90	0,19	0,37	0,21	0,14	0,34	17,56	0,34

Tabella 37: Bilanci energetici.

Il progetto prevede l'ipotesi di installare pannelli fotovoltaici sul tetto del centro culturale per 3,9 kWp e del Polivalente per 3 kWp.

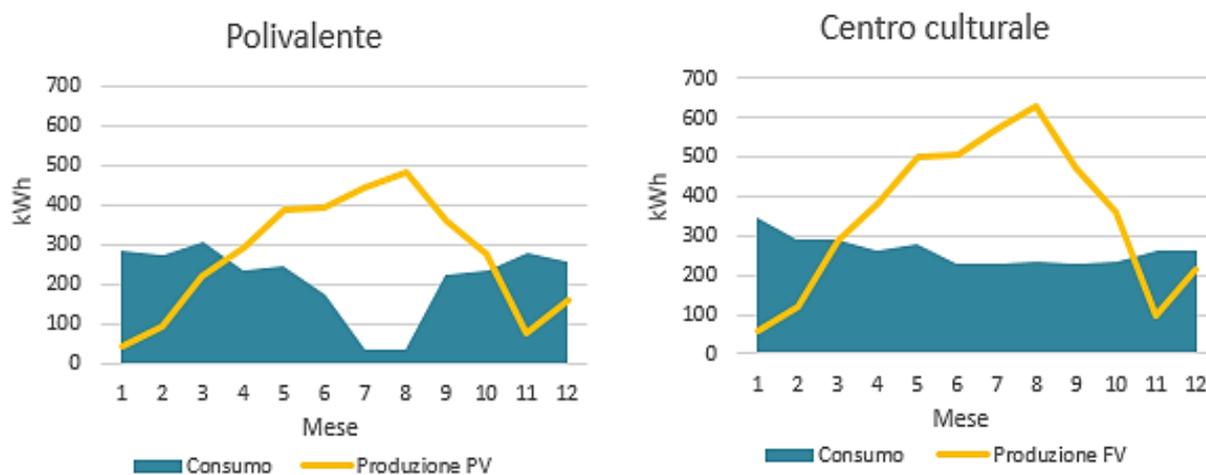


Figura 38: Confronto produzione e consumo mensili.

Questi due edifici hanno quindi una quota di autoconsumo AC che deve essere sottratta alla produzione per quantificare l'energia immessa in rete che è remunerata al prezzo di vendita. Per ogni ora è stato quindi calcolato l'autoconsumo del centro culturale e del Polivalente come il minimo tra consumo e produzione fotovoltaica:

$$AC_i = \min (E_{cons}; E_{FV})$$

Tale autoconsumo rappresenta un mancato prelievo dalla rete elettrica e quindi un risparmio diretto in bolletta. In caso la produzione fosse inferiore al fabbisogno, la quota di energia non coperta può essere

compensata dalla produzione degli altri impianti della Comunità oppure essere prelevata dalla rete pubblica. Tale quota di energia è identificata come:

$$C_{netto,i} = C_i - AC_i$$

dove C_i è il fabbisogno energetico dell'utenza. Il fabbisogno energetico complessivo della comunità al netto dei singoli autoconsumi è calcolato come:

$$C_{netto,CE} = \sum_{i=1}^N C_{netto,i} + C_y$$

dove C_y è il fabbisogno delle utenze che sono esclusivamente consumatori quindi non producono energia e $C_{netto,i}$ è il fabbisogno delle utenze che agiscono da prosumer al netto del loro autoconsumo. Successivamente è stata valutata l'energia prodotta ed immessa in rete come la somma della produzione idroelettrica (che si ipotizza non abbia nessuna utenza collegata a monte del contatore e quindi non vi siano quote di autoconsumo) e dell'extra-produzione fotovoltaica dei due edifici:

$$E_{immessa} = E_{idro} + EP_{FV \text{ Centro culturale}} + EP_{FV \text{ Polivalente}}$$

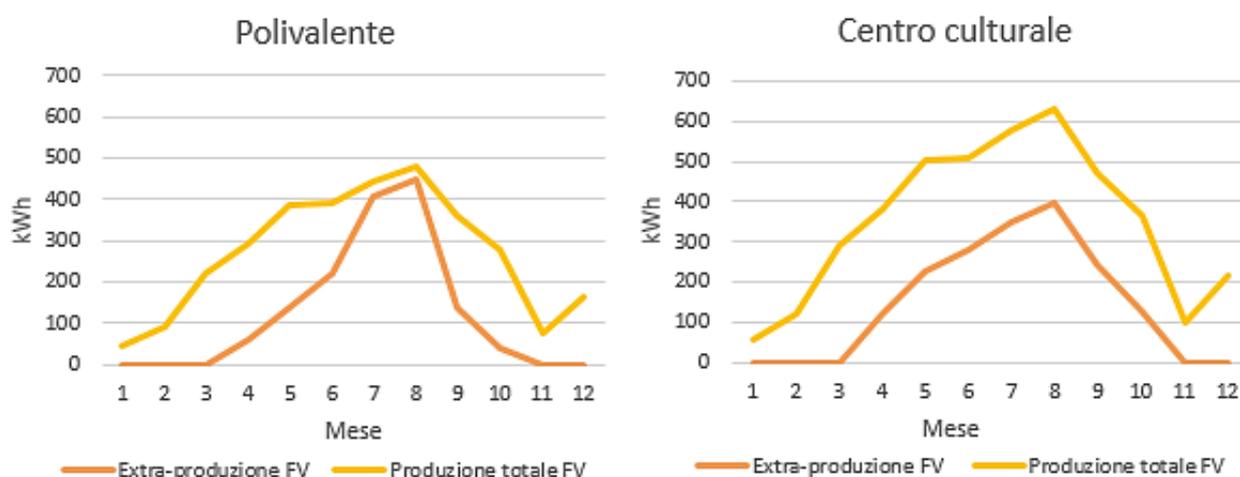


Figura 39: Confronto tra produzione totale e produzione immessa in rete.

Tale energia può essere venduta sul mercato a qualsiasi acquirente si voglia, oppure può essere ceduta al GSE valorizzandola con il sistema di ritiro dedicato. In quest'ultimo caso è necessario fare richiesta esplicita al GSE al momento della costituzione della comunità o successivamente.

A questo punto per ogni ora di tutto l'anno è stata calcolata l'energia condivisa tra i membri della comunità ACC definita come “ il minimo, calcolato su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori o di una comunità di energia rinnovabile” [10].

$$ACC = \min (E_{immessa}; C_{netto,CE})$$

Sulla quota di energia condivisa sono applicati l'incentivo premio pari a 110 €/MWh e il rimborso di ARERA pari a 8,22 €/MWh. La legislazione quindi premia la contemporaneità tra produzione e consumo: l'energia valorizzata con la tariffa premio è quell'energia che viene richiesta nello stesso momento in cui gli impianti stanno producendo. Se produzione e consumo non sono contemporanei, l'energia prodotta verrà remunerata in quanto venduta sul mercato e l'energia consumata verrà prelevata dalla rete e non riceverà alcun incentivo.

Nei mesi di gennaio, febbraio e dicembre ACC risulta essere pressoché nulla perché non c'è produzione da idroelettrico e il fotovoltaico produce poco quindi non c'è possibilità di condividere energia.

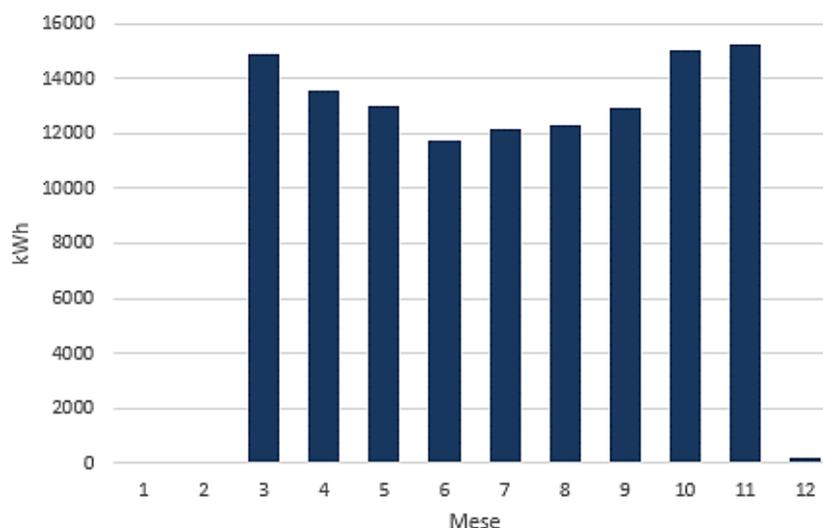
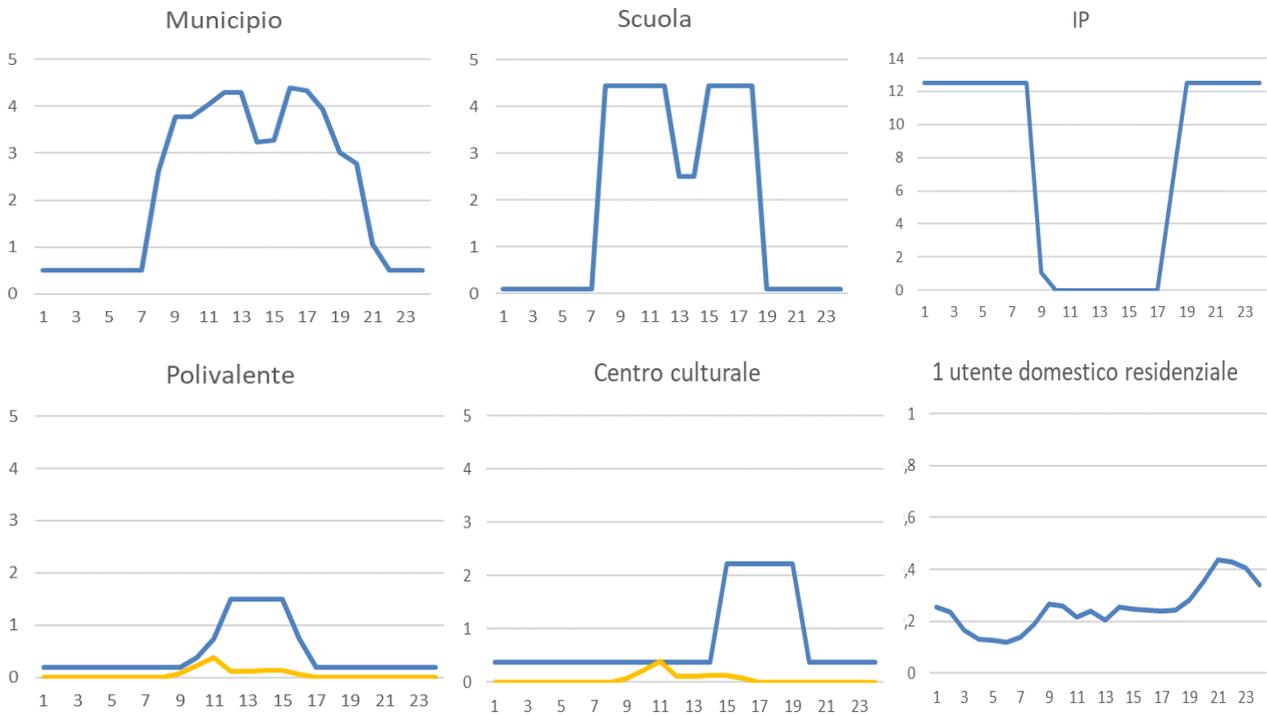


Figura 40: Energia mensile autoconsumata collettivamente ACC.

Di seguito si riportano i bilanci di produzione energetica e consumo per ognuno dei singoli utenti della comunità e della comunità stessa prendendo di riferimento un giorno-tipo per ogni stagione. Durante la mezza stagione e l'estate la produzione da solare è più elevata, ma i consumi si riducono quindi è minore la quota di energia condivisa. Il consumo dell'illuminazione pubblica è sempre costante durante le ore notturne, ma varia all'orario di accensione e spegnimento.

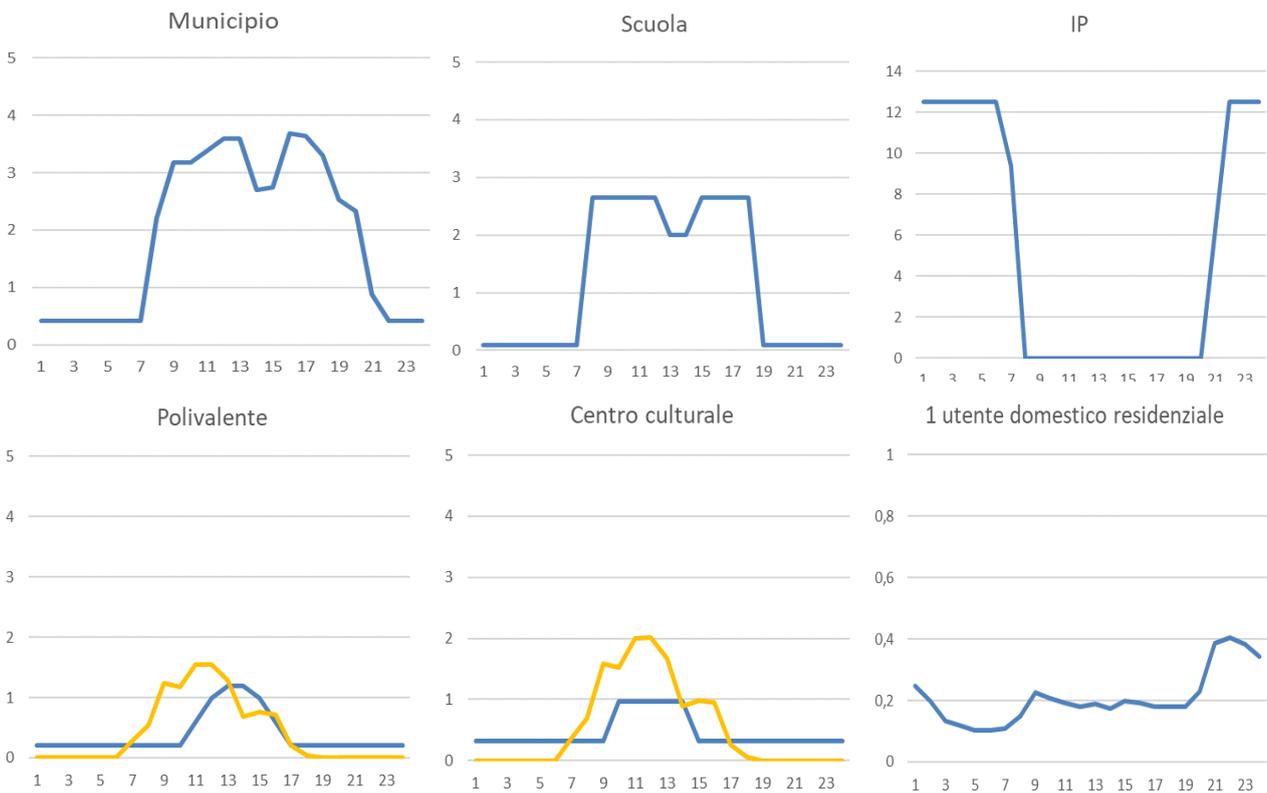
Martedì 24/01/2017

— Consumo [kWh] — Produzione [kWh]



Venerdì 21/04/2017

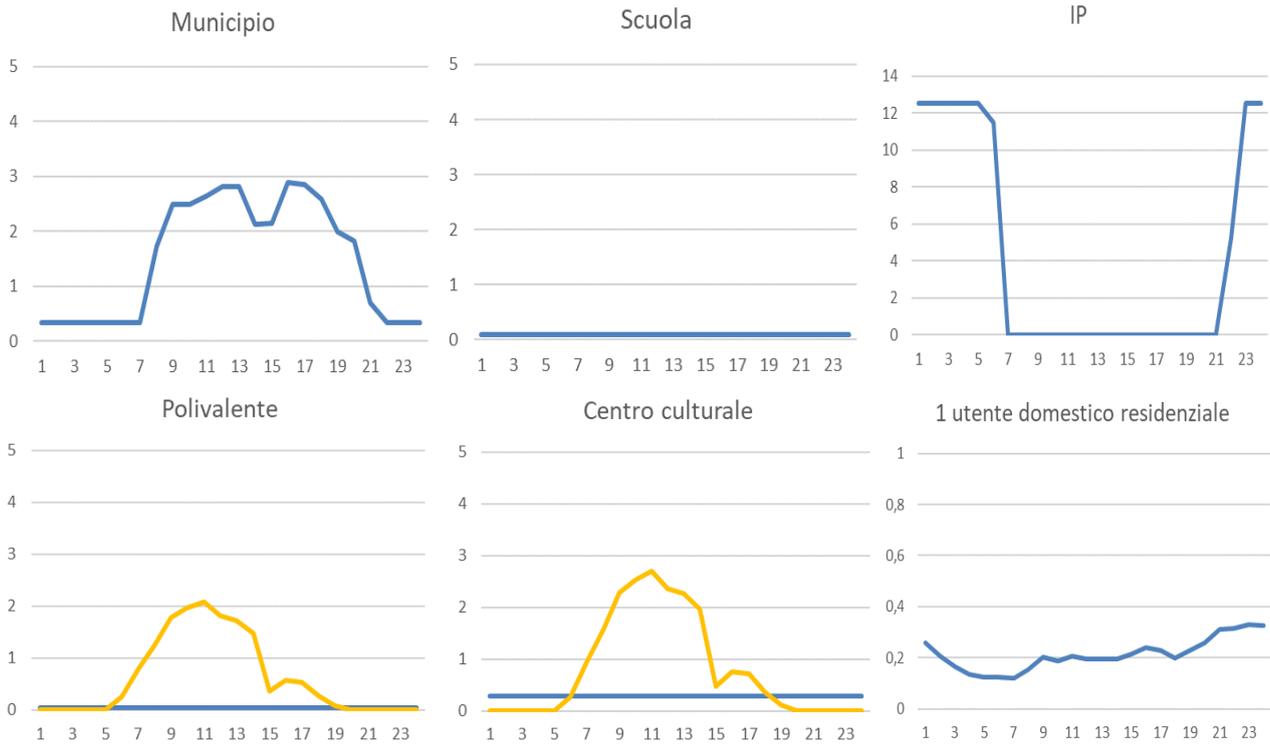
— Consumo [kWh] — Produzione [kWh]



Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

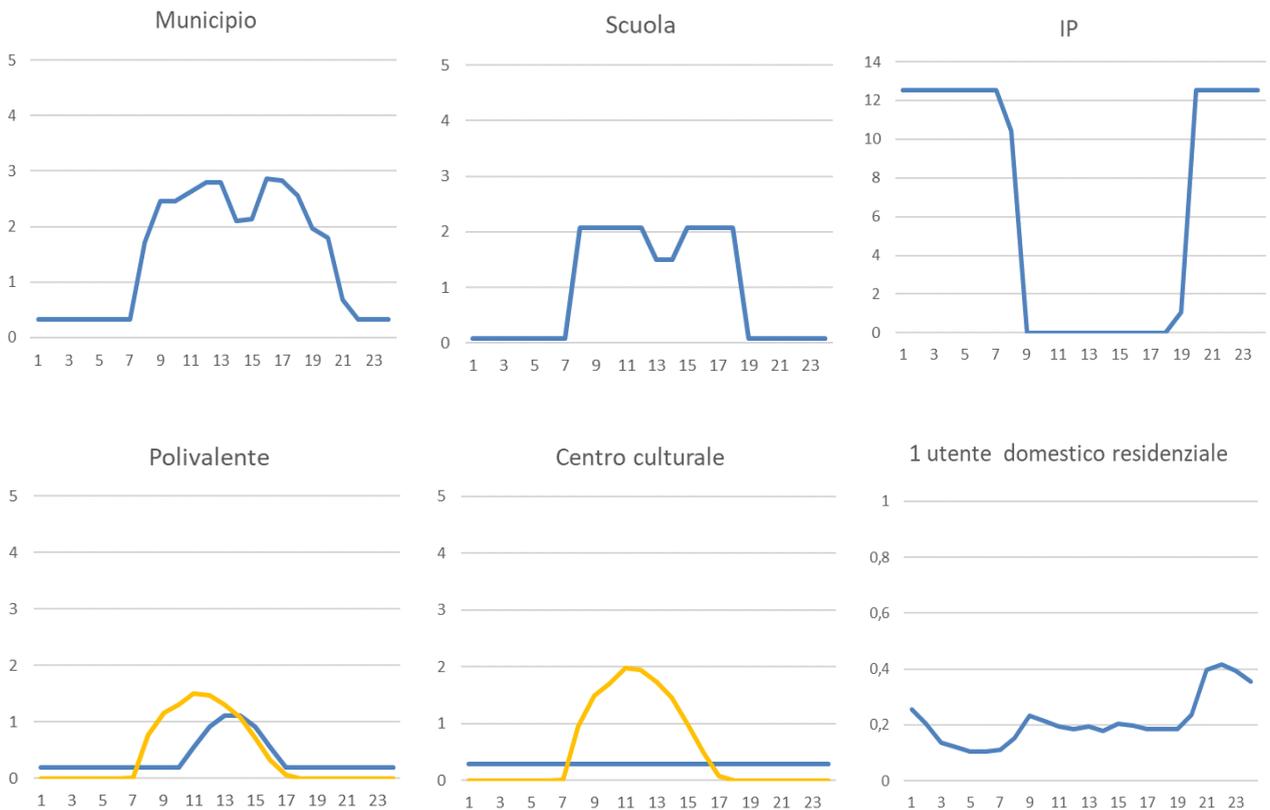
Giovedì 27/07/2017

— Consumo [kWh] — Produzione [kWh]



Lunedì 16/10/2017

— Consumo [kWh] — Produzione [kWh]



I grafici sovrastanti considerano le tipologie di utenti consumatori e prosumers ma non i produttori. Per i giorni-tipo sopra identificati si riportano i grafici cumulati di consumo e produzione di tutti gli utenti, compreso l'impianto idroelettrico (produttore). Al variare del numero di utenti residenziali considerato varia il fabbisogno giornaliero di tale tipologia di utente all'interno della REC e quindi la quota di energia condivisa. Di seguito si riportano i casi di 1 e 30 utenti residenziali domestici.

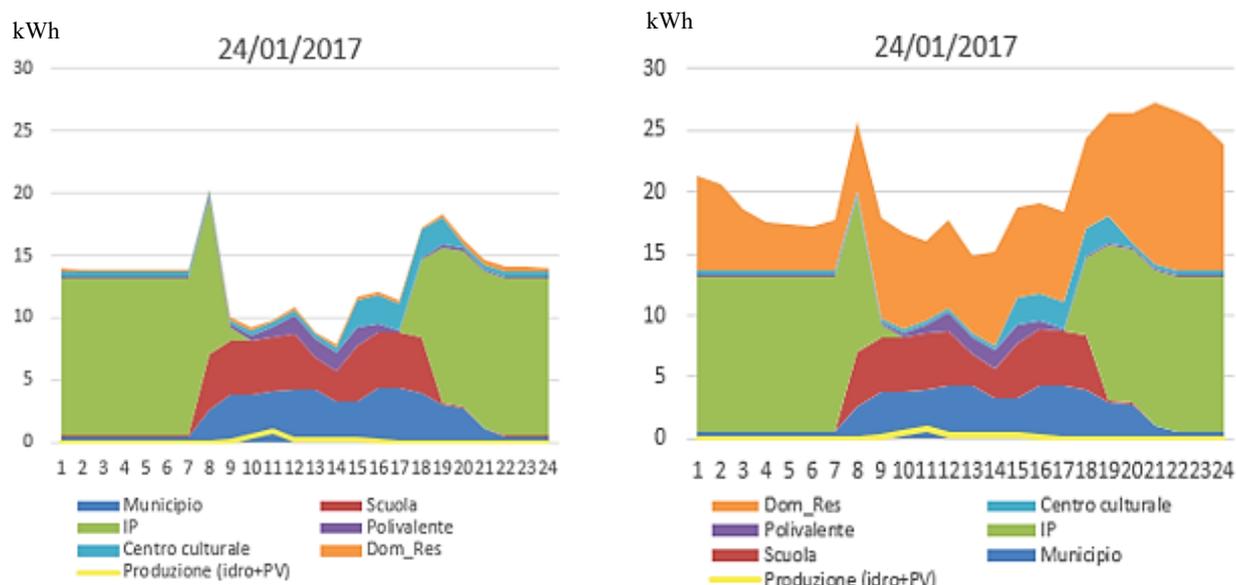


Figura 42: Confronto consumo-produzione con 1 utente dom_res (sinistra) e 30 utenti dom_res (destra) 24/01/2017.

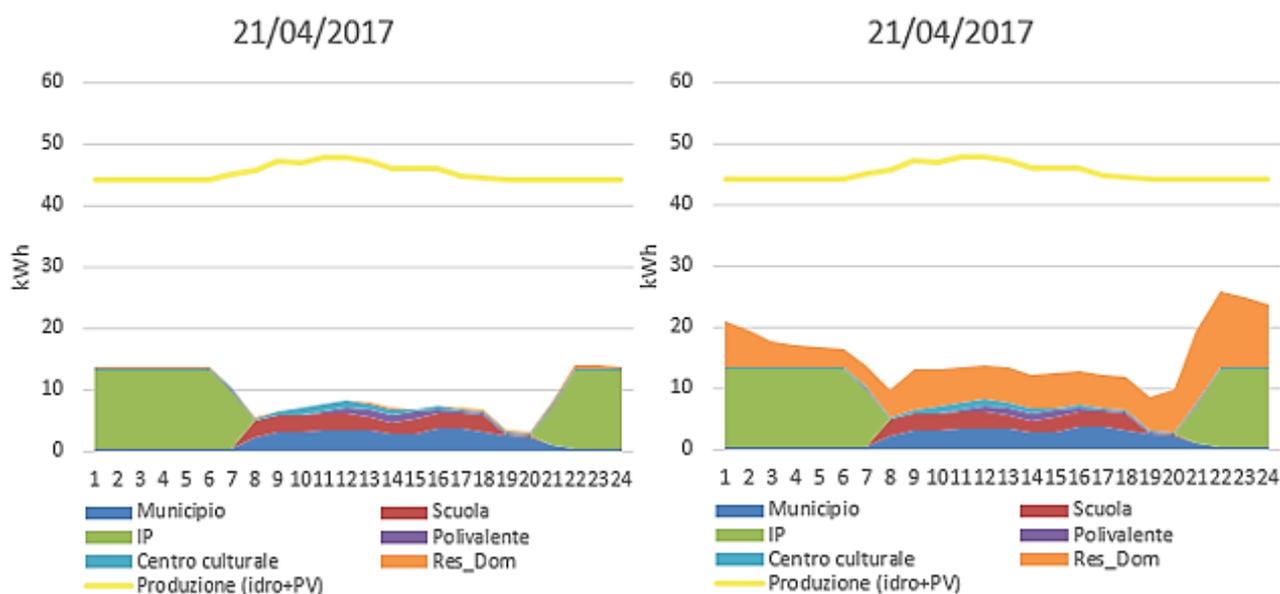


Figura 41: Confronto consumo-produzione con 1 utente dom_res (sinistra) e 30 utenti dom_res (destra) 21/04/2017.

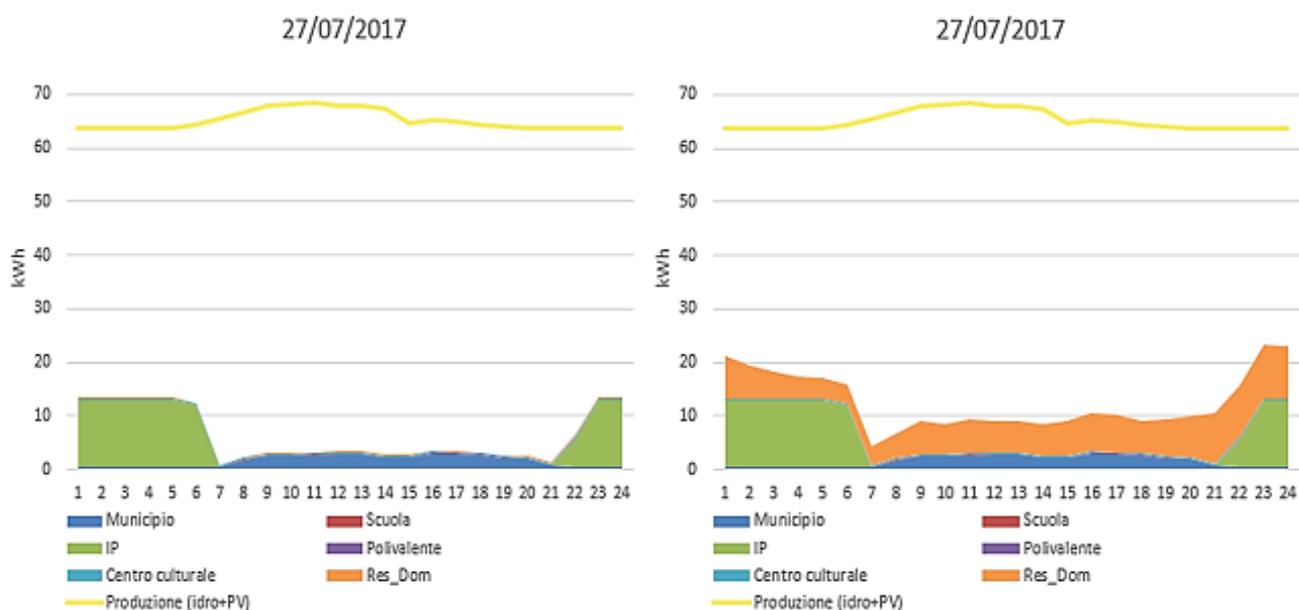


Figura 43: Confronto consumo-produzione con 1 utente dom_res (sinistra) e 30 utenti dom_res (destra) 16/10/2017.

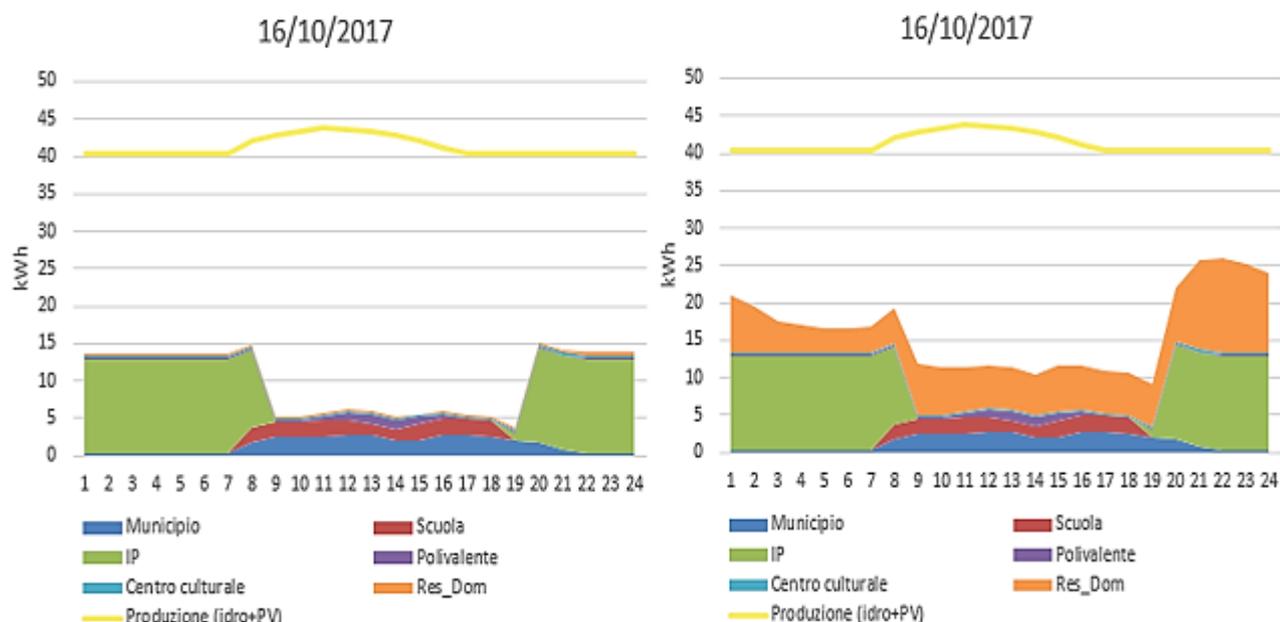


Figura 44: Confronto consumo-produzione con 1 utente dom_res (sinistra) e 30 utenti dom_res (destra) 27/07/2017.

Nelle Comunità Energetiche Rinnovabili possono essere previsti sistemi di accumulo la cui energia immagazzinata rileva ai fini dell'energia condivisa ed è quindi incentivata. Le batterie rappresentano i sistemi di accumulo di energia elettrica più comuni e di facile installazione, ma allo stesso tempo hanno un costo economico ed ambientale decisamente incisivo. Per questi motivi si consiglia di

prevederne l'utilizzo in casi strettamente indispensabili. Nella configurazione di Comunità Energetica analizzata nel presente lavoro di tesi non è stato ritenuto necessario l'inserimento di batterie in quanto queste risultano essere utili quando il picco del profilo di produzione corrisponde al minimo del profilo di consumo. In questa situazione si ha una grande quantità di energia prodotta e non autoconsumata istantaneamente quindi ha senso prevedere sistemi di accumulo che permettano di immagazzinare l'energia nel momento in cui è prodotta e di utilizzarla in un successivo momento quando la produzione non risulta essere sufficiente a soddisfare il fabbisogno energetico degli utenti (caso di impianti fotovoltaici che producono nelle ore centrali del giorno e non coprono il fabbisogno serale). Nel caso in esame l'impianto idroelettrico in primis e gli impianti fotovoltaici in secondo luogo garantiscono la copertura del fabbisogno energetico della Comunità per la maggior parte dei mesi dell'anno. Fanno eccezione i mesi di gennaio, febbraio e dicembre in cui la produzione idroelettrica è nulla, ma allo stesso tempo la produzione da solare è così bassa che tutta l'energia prodotta è istantaneamente consumata dagli utenti. In questi mesi non risulterebbe utile l'installazione di sistemi di accumulo in quanto non sarebbe presente energia da immagazzinare; nei restanti mesi invece la produzione da idroelettrico garantisce una disponibilità energetica costante durante il giorno e il fabbisogno risulta sempre coperto.

3.6.Indicatori di autoconsumo e autosufficienza

L'indicatore di autoconsumo e l'indicatore di autosufficienza permettono di valutare l'efficienza degli scambi di energia all'interno della comunità e di quantificare l'incidenza della quota di autoconsumo e l'incidenza della quota di energia che è necessario prelevare dalla rete [3].

L'indicatore di autoconsumo (IAC) è il rapporto tra il fabbisogno energetico totale delle utenze (area tratteggiata) e la produzione totale di tutti gli impianti (produzione totale PT, area arancione + area tratteggiata):

$$IAC = \frac{(AC + ACC)}{PT}$$

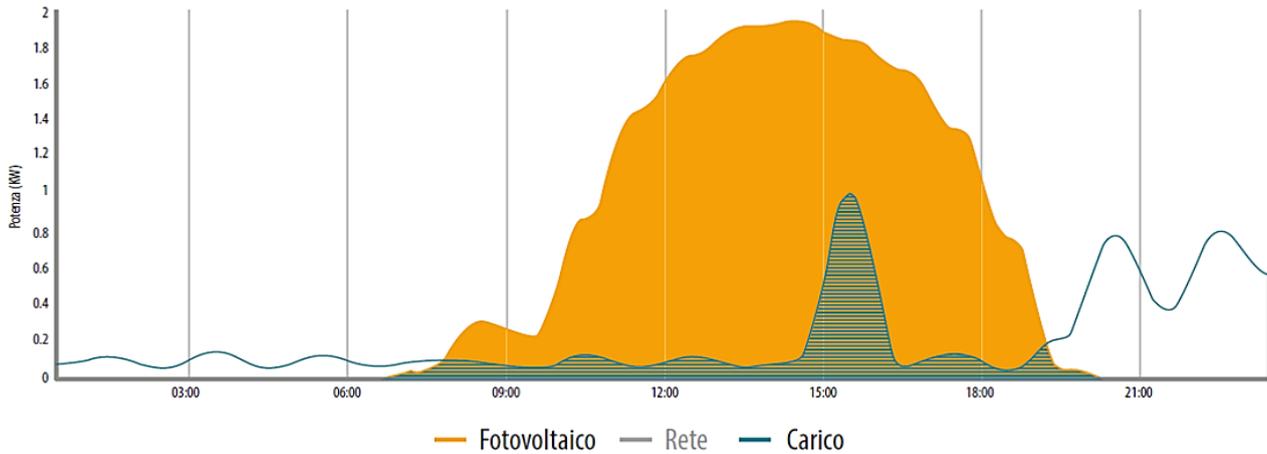


Figura 45: Autoconsumo [3]

L'indicatore di autosufficienza (IAS) è definito come il rapporto tra il fabbisogno energetico totale delle utenze (area tratteggiata) e il fabbisogno totale delle utenze (consumo totale CT, area grigia + area tratteggiata).

$$IAS = \frac{(AC + ACC)}{CT}$$

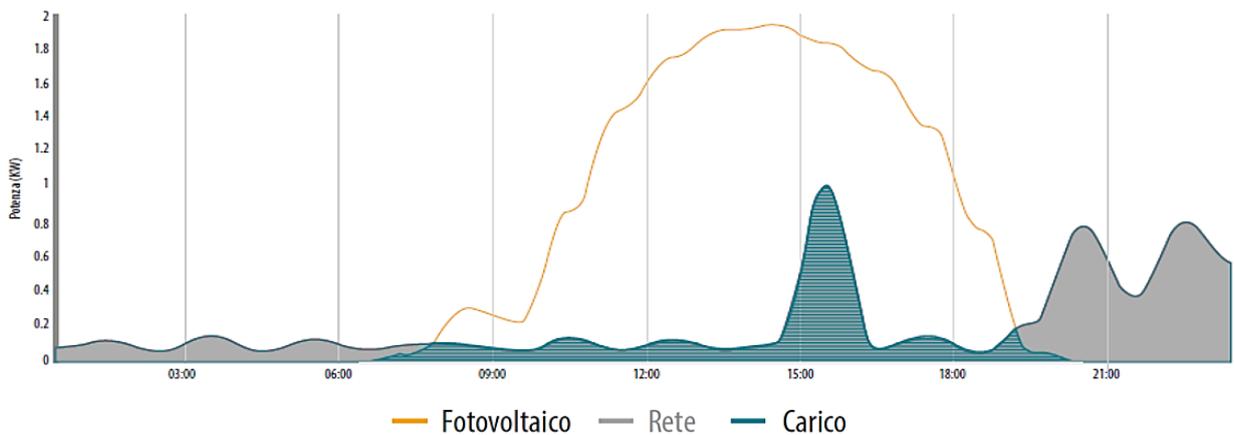


Figura 46: Autosufficienza [3]

Gli indicatori sono stati calcolati per ogni utenza, sia che sia essa un consumatore o un prosumer, considerandola in modo indipendente dall'insieme "Comunità Energetica"; in questo modo è stato identificato lo stato iniziale del singolo POD o dell'aggregato di POD (illuminazione pubblica). Essendo considerati singolarmente al di fuori della Comunità, la quota di autoconsumo collettivo è pari a zero, il consumo totale è il consumo annuo della singola utenza e la produzione totale è la

produzione annua dell'utenza stessa. Per le utenze che non sono produttrici di energia ma esclusivamente consumatrici gli indici sono entrambi nulli in quanto è nullo il numeratore.

$$IAC = \frac{AC}{PT}; \quad IAS = \frac{AC}{CT}$$

Indicatore	Municipio	Scuola	IP	Polivalente	Centro culturale	Utente res_dom
IAC	0	0	0	0,31	0,27	0
IAS	0	0	0	0,39	0,37	0

Tabella 38: Indicatori delle singole utenze.

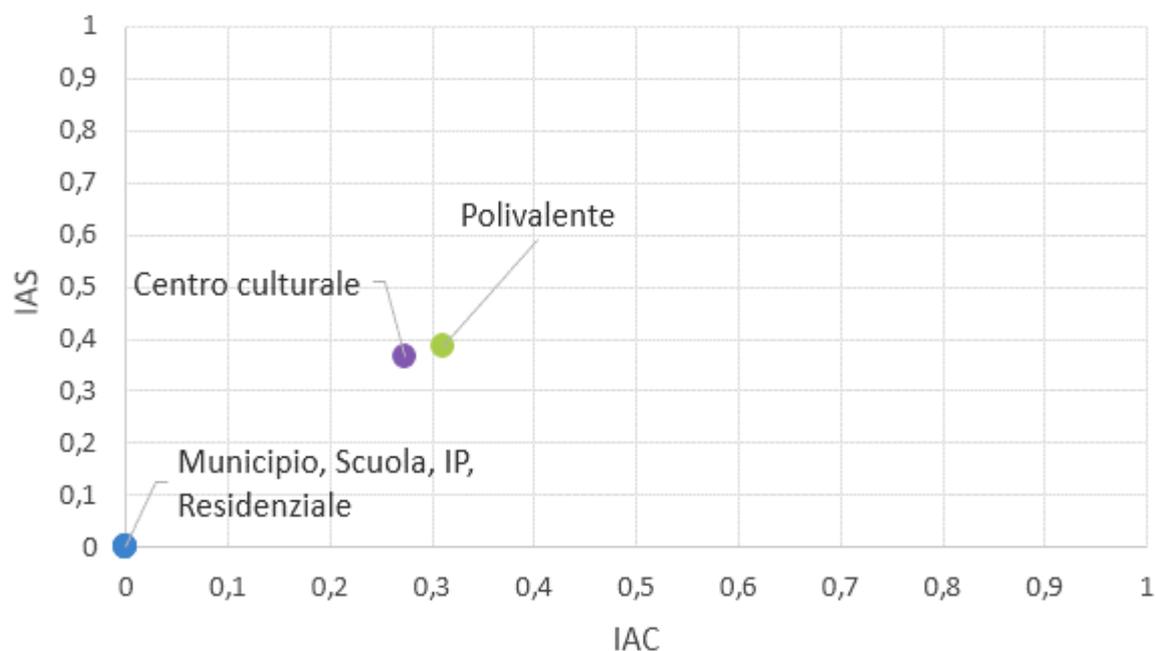


Figura 47: Indicatori annuali delle singole utenze.

Successivamente sono stati calcolati gli stessi indici anche per l'insieme "Comunità Energetica" ipotizzando diverse casistiche al variare del numero di utenti residenziali e quindi della quota di autoconsumo collettivo. In questo caso il numeratore equivale alla somma dei contributi di autoconsumo delle utenze prosumer AC_i e dell'autoconsumo collettivo ACC , mentre il denominatore è pari alla somma dei consumi delle singole utenze per l'indicatore IAS e alla produzione lorda totale (idroelettrico e fotovoltaico) per l'indicatore IAC:

$$IAC_{REC} = \frac{AC_{polivalente} + AC_{centrocult} + ACC}{E_{idro} + E_{FV\ centro\ culturale} + E_{FV\ Polivalente}}$$

$$IAS_{REC} = \frac{AC_{polivalente} + AC_{centrocult} + ACC}{C_{municipio} + C_{scuola} + C_{IP} + C_{Polival} + C_{dom, res} + C_{centro\ cult.}}$$

Gli scenari considerati sono elencati come segue.

Caso 1) Pur essendo stata superata, è stata considerata la Legge regionale del Piemonte la quale imponeva due vincoli: la quota di autoconsumo deve essere maggiore o uguale al 70% del totale di energia prodotta e il consumo totale annuo della Comunità deve essere maggiore o uguale a 0,5 GWh. Il primo requisito può essere tradotto come IAC maggiore o uguale a 0,7. Per rispettare entrambi i vincoli, il numero di utenti-tipo di carattere residenziale da considerare come membri della Comunità è pari a 210.

Totale consumo	500,0	<i>MWh/anno</i>
Totale produzione	316,7	<i>MWh/anno</i>
<i>IAC_{REC}</i>	84	%
<i>IAS_{REC}</i>	53	%

Caso 2) La condizione in cui tutta l'energia prodotta è istantaneamente consumata dall'insieme dei membri della comunità corrisponde a IAC=1. Il numero di utenti-tipo residenziali necessari per realizzare tale condizione ammonta a 624.

Totale consumo	1337,9	<i>MWh/anno</i>
Totale produzione	316,7	<i>MWh/anno</i>
<i>IAC_{REC}</i>	100	%
<i>IAS_{REC}</i>	23,7	%

Caso 3) Secondo i dati ISTAT 2019, il numero di famiglie-tipo residenti a Bobbio Pellice è pari a 283. Nel caso ideale in cui fossero allacciate tutte le utenze familiari, gli indici ammonterebbero a:

Totale consumo	648,4	<i>MWh/anno</i>
Totale produzione	316,7	<i>MWh/anno</i>
IAC_{REC}	93,2	%
IAS_{REC}	45,5	%

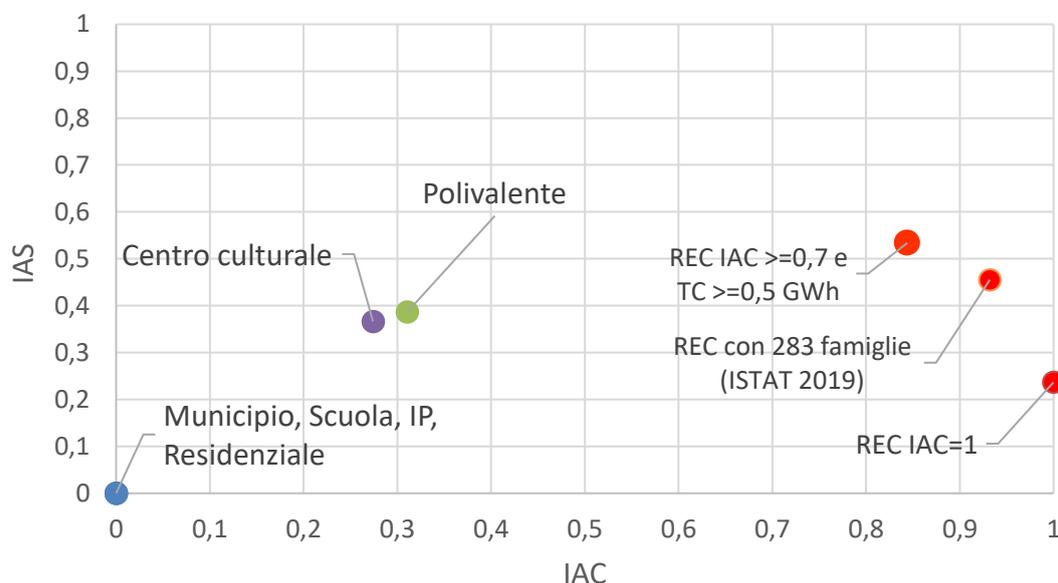


Figura 48:Indicatori annuali REC.

Considerare più o meno utenze residenziali significa aumentare o diminuire la quota di energia condivisa. Tale quota può essere variata considerando anche altre tipologie di utenze: attività commerciali, industrie, altri edifici pubblici e così via. Nel presente lavoro di tesi l'unica opzione per poter variare la quota di autoconsumo collettivo è stato variare il numero di residenziali-tipo in quanto sono le uniche utenze di cui si è potuto ipotizzare il consumo oltre agli edifici comunali già considerati. Uno dei passi successivi nella progettazione della comunità sarà sicuramente considerare una più grande varietà di possibili utenti.

Nel caso in esame, i requisiti minimi imposti dalla vecchia D.G.R n.18-8520 dell'8 marzo 2019 di $IAC \geq 0,7$ e $CT \geq 0,5$ GWh risultano essere soddisfatti con un numero di utenti residenziali domestici maggiore o uguale a 210. Duecentodieci utenti residenziali in un comune con numero di famiglie tendenzialmente in calo e pari a 283 in base ai dati ISTAT 2019, risulta essere di difficile realizzazione. Per soddisfare tale requisito è necessario inglobare altre utenze possibilmente aventi curve di carico caratterizzate da un fabbisogno elevato nelle ore in cui gli utenti già considerati richiedono meno. A titolo di esempio semplificato si può considerare il caso di un'attività la cui curva di carico è massima nelle ore centrali del giorno, per esempio un ristorante aperto dalle 11:00

alle 14:30. Tale utenza permetterebbe di colmare la lacuna di fabbisogno in quella fascia oraria ed aumenterebbe la quota di energia condivisa.

Un'altra opzione che consentirebbe di soddisfare il vincolo di consumo minimo, ma attualmente non realizzabile, sarebbe l'eliminazione della necessità di allaccio alla stessa cabina MT/BT. In tal caso sarebbe possibile comprendere utenze al di fuori dei limiti ora imposti, aumentando quindi il numero di membri della comunità e di conseguenza la quota di energia condivisa. Attualmente questo scenario non è contemplato dalla normativa vigente, ma non è da escludere che a posteriori del recepimento della direttiva RED II le successive indicazioni possano andare in tale direzione.

Per completare l'analisi è stato diagrammato l'andamento di entrambi gli indici al variare del numero di utenti-tipo residenziali domestici:

N° utenti dom_res	IAC	IAS
50	0,39	0,696
142	0,70	0,61
210	0,84	0,53
283	0,93	0,46
400	0,98	0,35
624	1,00	0,24

Tabella 39: Valori indici

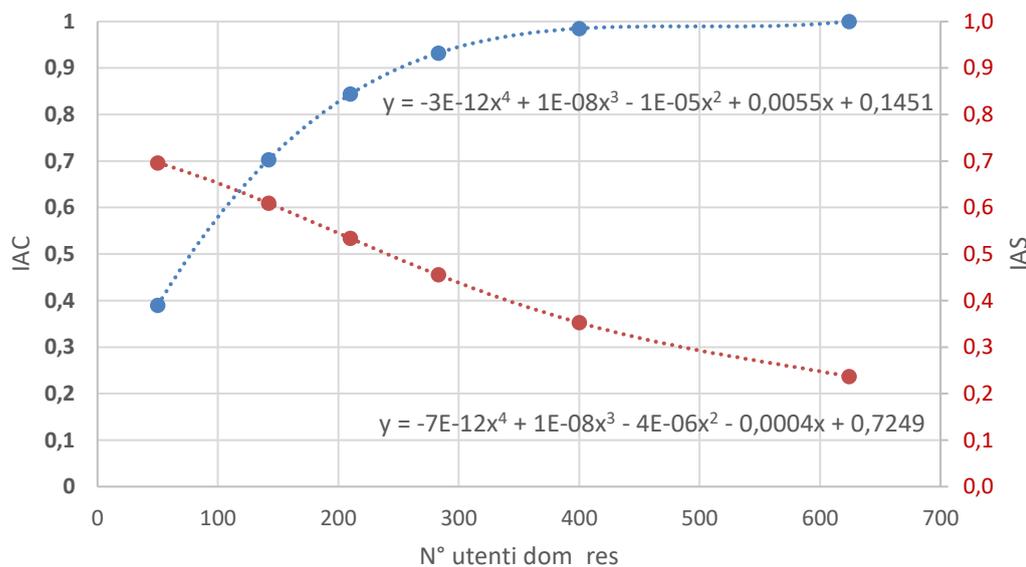


Figura 49: Interpolazione IAC e IAS

I punti sono stati interpolati con due curve polinomiali di quarto grado le cui equazioni sono riportate in Figura 49.

L'indicatore di autoconsumo aumenta all'aumentare degli utenti considerati perché aumenta il numeratore (quota di ACC) a denominatore costante (PT). L'indicatore di autosufficienza, al contrario, diminuisce all'aumentare del numero di utenti-tipo residenziali domestici considerati perché il denominatore (CT) cresce molto più velocemente della quota ACC al numeratore. La condizione di ottimo corrisponde al punto di intersezione delle due curve ed è stata calcolata tramite il Software di programmazione Matlab.

N° utenti-tipo dom_res	110
IAC_{ottimo}	0,606
IAS_{ottimo}	0,643

Tabella 40: Condizione di ottimo IAS e IAC

Come ultima considerazione sono stati diagrammati il consumo totale, la produzione totale e gli indici di autoconsumo e autosufficienza su base mensile per il caso 1).

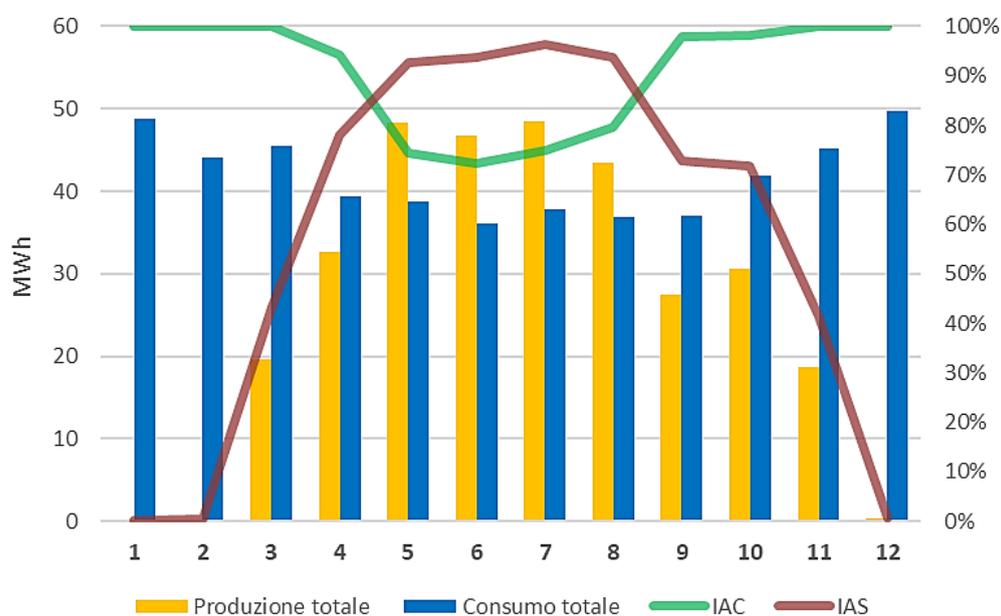


Figura 50: Produzione, consumo, IAC e IAS su base mensile.

La produzione è massima durante la stagione estiva (48 MWh) e decresce gradualmente fino a toccare il minimo durante i mesi di gennaio (0,1 MWh), febbraio (0,21 MWh) e dicembre (0,38 MWh) . Tale

andamento è giustificato dal fatto che sia la produzione da fotovoltaico che da idroelettrico hanno un picco durante i mesi più soleggiati e sono pressoché nulli in inverno. Il profilo mensile del consumo totale è in accordo a quello previsto con picchi durante i mesi invernali (50 MWh a dicembre) e minimi durante la stagione estiva (36 MWh a giugno). Da maggio ad agosto la produzione totale è maggiore del consumo e di conseguenza l'indice di autosufficienza arriva a valori molto prossimi al 100% (96% a luglio) e sicuramente maggiori del 90%. L'indice di autoconsumo è massimo nei mesi invernali in cui la produzione è estremamente bassa ed è autoconsumata in toto dagli utenti, raggiunge invece il minimo durante la stagione estiva (72% a giugno) in cui i consumi si riducono e la produzione aumenta.

3.7. Analisi economica

Dal punto di vista economico sono molte le opzioni di ripartizione e attribuzione dei ricavi monetari derivanti dalla vendita e dall'incentivazione dell'energia prodotta. Le quote tariffarie applicate alla quota di energia condivisa sono corrisposte mensilmente all'ente giuridico Comunità Energetica e possono essere utilizzate come fondo economico per spese comuni come l'acquisto di nuovi impianti oppure possono essere ripartite sulla base di criteri di suddivisione stabiliti preventivamente tra tutti i membri. Gli utenti finali, siano essi consumatori o prosumer, continuano ad avere il proprio contratto di fornitura con il distributore da loro scelto e continuano a pagare le bollette energetiche come sempre fatto.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione, la quantità di energia immessa in rete dipende dalla posizione del contatore: se a monte del contatore sono presenti delle utenze allora l'energia immessa corrisponderà all'energia prodotta al netto dell'energia autoconsumata; se invece non ci sono punti di prelievo le due quantità corrisponderanno. Nel caso di studio in esame, gli impianti fotovoltaici prevedono l'allaccio dell'utenza a monte del contatore quindi l'energia immessa corrisponde alla differenza tra due quote; l'impianto idroelettrico invece non prevede punti di prelievo a monte del contatore quindi l'energia immessa corrisponde all'energia prodotta.

Una volta svolti i bilanci energetici e determinate le quote di energia autoconsumata dai prosumer, energia immessa in rete al netto dell'autoconsumo dei prosumer ed energia autoconsumata collettivamente, è stata svolta l'analisi dal punto di vista economico. Sono stati calcolati i ricavi derivanti dall'applicazione delle tariffe incentivanti stabilite dalla normativa vigente e successivamente è stato calcolato il valore attuale netto (Net Present Value NPV) e il tempo di ritorno dell'investimento (Pay Back Time PBT). Il risultato dell'analisi economica dipende dalle ipotesi

assunte inizialmente riguardo alla configurazione dei membri della comunità. Nel caso in esame per esempio, l'impianto idroelettrico può essere dato in detenzione alla comunità oppure ad uno solo dei membri (presumibilmente al Comune). A seconda dell'opzione scelta cambia la suddivisione dei guadagni in quanto nel primo caso i ricavi sarebbero equamente distribuiti a tutti i membri, nel secondo scenario invece l'impianto risulterebbe di proprietà del Comune e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa sul mercato sarebbero esclusivamente del Comune stesso. Il presente studio considera la prima ipotesi in cui l'impianto è detenuto dalla Comunità e ogni membro ne è proprietario.

3.7.1. Ricavi

In accordo con quanto previsto dalla normativa vigente, dalle delibere ARERA e dalle regole tecniche redatte dal GSE, la remunerazione economica si articola in più contributi.

- Remunerazione dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione.

L'energia prodotta dall'impianto idroelettrico e dagli impianti fotovoltaici al netto dell'autoconsumo del singolo prosumer (extra-produzione) è immessa in rete e può essere venduta sul mercato oppure essere ritirata dal GSE con il sistema di ritiro dedicato (RID). Nel caso in esame è stata considerata questa seconda opzione. Il RID prevede due tipologie di valorizzazione: prezzi minimi garantiti (PMG) e prezzo zonale orario (PZO).

Per impianti rinnovabili non incentivati fino a 1 MW, impianti fotovoltaici incentivati fino a 100 kW e idroelettrici incentivati fino a 500 kW di potenza efficiente, è possibile richiedere l'applicazione dei PMG che vengono stabiliti ogni anno dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico. Se l'impianto considerato non rientra nelle casistiche precedenti è riconosciuto il PZO che corrisponde al prezzo che si forma sul mercato e che dipende dalla fascia oraria in cui l'energia è immessa e dalla zona geografica di mercato. Per gli impianti che accedono ai PMG è comunque garantito un conguaglio a fine anno per verificare che i PMG siano effettivamente la tariffa più conveniente. Il produttore quindi è sempre remunerato con la tariffa più vantaggiosa [28].

Nel caso in esame sia gli impianti fotovoltaici che l'impianto idroelettrico rientrano nella casistica di applicazione dei prezzi minimi garantiti i cui importi stabiliti per l'anno 2021 possono essere reperiti sul sito di ARERA e sono riportati nella tabella seguente.

Fonte	Quantità di energia elettrica ritirata su base annua	Prezzo minimo garantito [€/MWh]
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento europeo CE n. 73/09	fino a 2.000.000 kWh	94,5
Gas da discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi a eccezione degli oli vegetali puri tracciabili ex regolamento europeo CE n. 73/09	fino a 1.500.000 kWh	50,1
Eolica	fino a 1.500.000 kWh	50,1
Solare fotovoltaica	fino a 1.500.000 kWh	39,9
Geotermica	fino a 1.500.000 kWh	52,4
Idrica	fino a 250.000 kWh	156,4
	> 250.000 kWh e < 500.000 kWh	107,4
	> 500.000 kWh e < 1.000.000 kWh	67,7
	> 1.000.000 kWh e < 1.500.000 kWh	58,6
Fonti rinnovabili diverse dalle fonti sopra elencate	fino a 1.500.000 kWh	39,9

Tabella 41: Prezzi minimi garantiti stabiliti per l'anno 2021 [29].

I prezzi zionali orari variano in base alla zona di mercato, al mese considerato e alla fascia oraria in cui l'energia è immessa in rete.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lunedì-venerdì	F3						F2	F1											F2	F3				
sabato	F3						F2																F3	
domenica/festivi	F3																							

Tabella 42: Fasce orarie prezzi zionali orari.

Le zone di mercato sono suddivise in Nord, Centro Nord, Sud, Centro Sud, Sicilia e Sardegna; la regione Piemonte rientra nella zona Nord. I prezzi applicati in ogni fascia per ogni mese sono indicati di seguito:

Fascia	F1											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	51,70	41,78	32,73	22,74	22,69	30,53	42,76	41,00	53,29	47,55	53,18	67,52
Centro Sud	51,45	41,72	32,64	22,52	21,42	30,24	42,41	41,13	52,85	43,37	53,07	64,98
Nord	51,35	41,88	31,67	23,58	22,64	30,44	42,11	41,25	53,33	47,42	53,65	67,24
Sardegna	50,23	41,48	31,40	19,66	18,31	22,15	42,39	40,20	52,18	45,95	51,76	60,68
Sicilia	56,68	34,28	32,24	24,51	18,91	27,35	48,63	54,01	66,66	51,04	52,08	62,75
Sud	50,49	35,39	31,58	22,32	18,33	28,84	42,27	40,66	50,14	43,85	52,60	55,45

Fascia	F2											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	48,02	37,19	33,70	22,55	21,40	24,28	35,37	37,89	41,93	41,37	47,41	57,47
Centro Sud	49,86	37,59	35,83	22,88	21,68	25,34	35,24	38,10	42,66	43,93	48,95	57,76
Nord	46,98	37,79	33,23	23,85	21,14	24,90	31,89	37,68	44,76	41,83	47,62	56,99
Sardegna	45,98	35,46	34,27	18,86	17,54	21,64	36,50	40,48	36,28	42,86	45,53	58,59
Sicilia	65,29	44,00	37,39	21,81	21,56	28,55	41,57	48,96	53,80	51,11	56,75	71,80
Sud	49,28	37,08	34,55	22,17	21,91	26,64	34,96	37,35	42,27	43,82	49,30	56,65

Fascia	F3											
Zona	gen.	feb.	mar.	apr.	mag.	giu.	lug.	ago.	set.	ott.	nov.	dic.
Centro Nord	39,42	31,93	23,25	14,53	14,55	21,13	25,81	29,74	35,47	30,89	39,70	42,79
Centro Sud	41,25	32,68	23,58	14,94	14,97	21,29	25,99	30,10	36,00	33,30	42,60	42,18
Nord	39,40	31,84	23,43	15,92	14,61	21,20	25,92	29,81	36,60	32,10	38,92	42,32
Sardegna	41,34	31,94	21,62	10,80	10,26	18,29	28,29	32,12	35,65	30,36	41,94	43,04
Sicilia	42,96	38,51	22,30	13,48	13,51	20,74	29,07	32,74	50,95	38,00	44,98	43,88
Sud	40,06	32,46	23,24	14,52	14,10	20,97	25,52	28,69	32,83	32,48	42,15	39,85

Tabella 43: Prezzi zonali orari anno 2020.

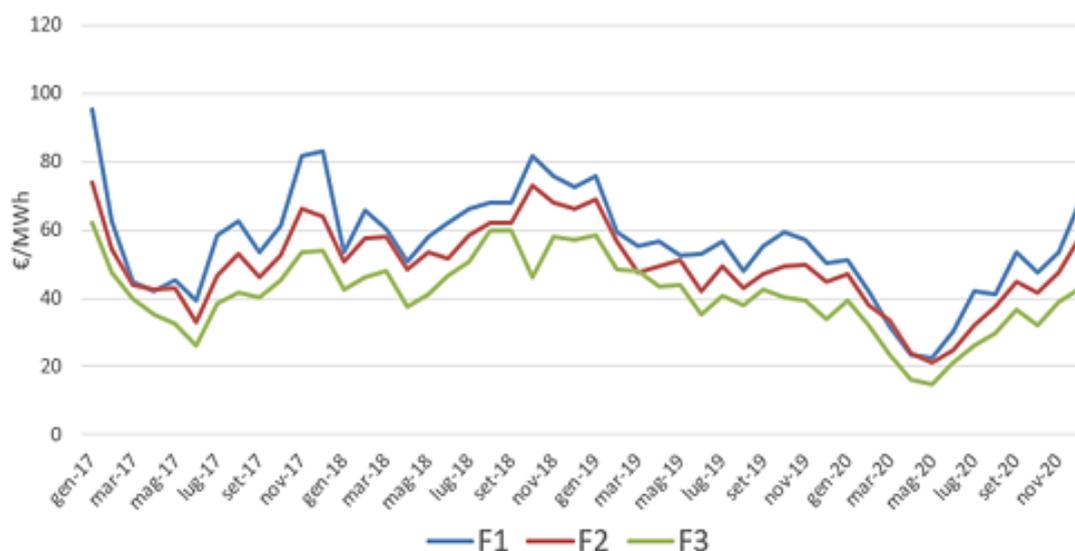


Figura 51: Andamento prezzi zonali orari dal 2017 al 2020.

È stato quindi confrontato il guadagno derivante dall'applicazione dei PMG con la remunerazione ottenibile con i PZO. Per quanto riguarda l'impianto idroelettrico, la tariffa più vantaggiosa è il prezzo minimo garantito pari a 156,4 €/MWh per i primi 250.000 kWh prodotti e 107,4 €/MWh per i restanti kWh fino a 500.000 kWh. Per l'energia fotovoltaica, per tutte e tre le fasce orarie i prezzi zionali orari sono maggiori del prezzo minimo garantito durante i mesi invernali che corrispondono ai mesi in cui vi è una minore se non quasi assente produzione e una percentuale di autoconsumo del singolo prosumer molto elevata. Durante i mesi primaverili ed estivi i prezzi zionali orari sono inferiori alla tariffa di 39,9 €/MWh stabilita con i PMG, quindi in linea di massima ci si aspetta che anche in questo caso l'opzione più conveniente sia il prezzo minimo garantito.

Energia idroelettrica	45.465 €
Extra-produzione fotovoltaica Polivalente (PMG)	89 €
Extra-produzione fotovoltaica Centro culturale (PMG)	122 €

La valorizzazione dell'extra-produzione fotovoltaica ammonta complessivamente a 210,6 €/anno con l'applicazione dei PMG, mentre con l'applicazione dei PZO risulterebbe pari a 162,4 €/anno. Si conferma quindi il PMG come prezzo più conveniente.

- Mancato prelievo dalla rete pubblica

I prosumer agiscono sia come consumatori che come produttori. Una quota dell'energia auto-prodotta è utilizzata da essi stessi per il loro fabbisogno energetico e di conseguenza per tale quota non necessitano di prelevare dalla rete elettrica nazionale. Questo mancato prelievo corrisponde a un risparmio diretto in bolletta. Considerando un prezzo dell'energia pari a 0,18 €/kWh per gli utenti pubblici comunali, il risparmio economico ottenibile grazie all'installazione degli impianti fotovoltaici sui tetti degli edifici Polivalente e Centro culturale equivale a

Energia autoconsumata Polivalente [kWh/anno]	Energia autoconsumata Centro culturale [kWh/anno]	Mancato prelievo Polivalente [€]	Mancato prelievo Centro culturale [€]
1.001,5	1.153,0	180,3	207,5

- Tariffa premio e rimborso ARERA su energia condivisa

La quota di energia condivisa tra i membri della comunità, ossia la quota di energia che è contemporaneamente prodotta dagli impianti FER e consumata da uno o più utenti della CER, è

incentivata con la tariffa premio di 110 €/MWh stabilita dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) con il Decreto Ministeriale del 16/09/2020. Sulla stessa quantità di energia si aggiunge il rimborso previsto da ARERA per il mancato utilizzo della linea di trasmissione nazionale che è stato identificato pari a 8,22 €/MWh. In totale quindi la remunerazione complessiva applicata all'energia condivisa ACC ammonta a 118,22 €/MWh. Le Regole tecniche stilate dal GSE stabiliscono che il compenso è previsto con cadenza mensile e non annuale o trimestrale come riportato in alcuni documenti precedenti alla data di pubblicazione delle Regole.

Il compenso tariffario dipende dalla quantità di energia che viene condivisa all'interno della comunità, ma tale quota dipende dal numero e dalla tipologia di utenti che ne fanno parte come evidenziato nel paragrafo 3.6.

Con la stessa metodologia applicata precedentemente è stata svolta un'analisi per identificare il numero di utenti-tipo residenziali domestici per ottenere il massimo guadagno possibile sulla quota di energia condivisa. Sulla curva sono evidenziati tre punti: il punto verde corrisponde al numero di utenti-tipo residenziali domestici che servirebbero per raggiungere la saturazione dell'energia prodotta ossia la condizione per cui IAC=1; il punto rosso corrisponde al numero massimo di famiglie-tipo presenti nel comune di Bobbio Pellice secondo i dati ISTAT 2019; il punto azzurro identifica un numero di utenti residenziali domestici pari a 50 che è stato preso come valore iniziale ipotetico e più realistico per la progettazione della comunità. Come ci si aspettava la curva ha un andamento crescente e asintotico al valore massimo ottenibile di ricavo pari a € 37.184,96.

N° utenti Dom_Res	Remunerazione su ACC
1	€ 6.149,80
50	€ 14.332,67
100	€ 21.271,06
150	€ 26.691,99
210	€ 31.342,38
250	€ 33.405,05
283	€ 34.638,81
300	€ 35.152,00
350	€ 36.164,86
400	€ 36.620,56
450	€ 36.892,57
500	€ 37.041,30
550	€ 37.133,63
624	€ 37.184,96
650	€ 37.184,96

Tabella 44: Ricavi in funzione del numero di utenti domestici residenziali.

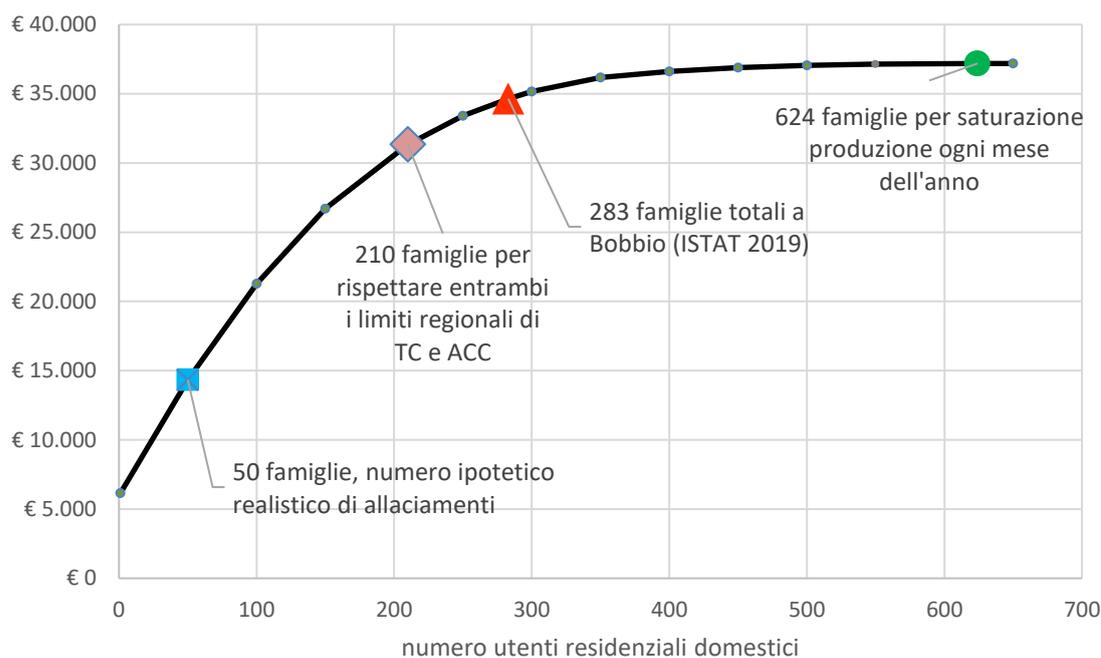


Figura 52: Ricavi su ACC vs numero utenti-tipo dom_res.

3.7.2. Spese

Le voci di spesa prese in esame sono le seguenti:

- acquisto degli impianti fotovoltaici installati sui tetti dei due edifici comunali;
- remunerazione della concessione dell'impianto idroelettrico alla Comunità;
- acquisto dell'energia prelevata dalla rete;
- manutenzione ordinaria impianti fotovoltaici
- spese legali per la costituzione dell'ente giuridico Comunità Energetica Rinnovabile.

Il costo di investimento per l'acquisto di impianti fotovoltaici integrati nel tetto di un edificio varia in base alla taglia considerata e può essere stimato intorno ai 2.000 €/kWp per taglie inferiori a 6 kWp, 1.600 €/kWp per impianti nel range di potenza nominale 6 kWp – 20 kWp [30]. Nel caso in cui l'acquisto fosse compiuto dal Comune tali spese potrebbero essere coperte dai fondi stanziati dalla Legge n. 160 del 27 dicembre 2019 (Legge di Bilancio 2020) come descritto nel paragrafo 1.6.

Le spese legali per la costituzione dell'ente giuridico sono state stimate pari circa a 5.000 € a partire dai fondi stanziati nella Legge Regionale del Piemonte.

La manutenzione ordinaria degli impianti fotovoltaici ha un costo molto contenuto stimabile intorno ai 200 €/anno e comprende il costo di pulizia e controllo elettrico.

La manutenzione dell'impianto idroelettrico è stata considerata pari a 1500 €/anno senza considerare eventuali rotture e manutenzioni straordinarie.

Per quanto riguarda la remunerazione dell'impianto idroelettrico dato in detenzione alla Comunità Energetica è necessario fare alcune precisazioni e distinguere principalmente due casistiche. Le opzioni di guadagno per il proprietario di un impianto mini-idroelettrico sono prevalentemente l'accesso ai prezzi minimi garantiti del ritiro dedicato del GSE, la vendita dell'energia prodotta sul mercato oppure l'accesso agli incentivi per impianti FER del Decreto Ministeriale del MISE del 4 luglio 2019 il quale prevede un compenso pari a 155 €/MWh per la durata di 20 anni per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza nominale inferiore a 400 kW (a partire dal 1 gennaio 2021 tale tariffa è stata ridotta del 2%) [31]. Nel caso studio in esame, considerando l'impianto al di fuori della Comunità, il proprietario avrebbe accesso ai prezzi minimi garantiti del sistema di ritiro dedicato del GSE. Tale remunerazione è la stessa a cui l'impianto continuerebbe ad accedere se dato in detenzione alla Comunità Energetica in quanto l'energia immessa in rete dagli impianti della Comunità può essere ritirata tramite il sistema RID come stabilito dalle Regole tecniche del GSE [10]. La voce di spesa relativa a tale costo quindi non è stata considerata in quanto si è ipotizzato che quanto guadagnato dalla vendita dell'energia immessa dall'impianto sia direttamente trasferito al proprietario.

L'energia acquistata dalla rete pubblica corrisponde alla somma dei fabbisogni energetici netti dei singoli membri ossia alla somma del fabbisogno dei consumatori e del fabbisogno netto dei prosumers. Il prezzo di acquisto è stato stimato pari a circa 0,18 €/kWh per le utenze pubbliche e 0,22 €/kWh per le utenze domestiche residenziali.

Remunerazione detenzione impianto idroelettrico	45.465 €
Impianto fotovoltaico tetto Polivalente	6.000 €
Impianto fotovoltaico tetto Centro culturale	7.800 €
Manutenzione ordinaria FV una volta l'anno	200 €
Manutenzione impianto IDRO una volta l'anno	1500 €
Spese legali costituzione CER	5.000 €

3.7.3. Net Present Value e Pay Back Time

Il Net Present Value (NPV), in italiano valore attuale netto, è uno strumento finanziario che consente di determinare la redditività di un progetto o investimento nel tempo. E' calcolato attualizzando al tasso di sconto r il flusso di cassa netto relativo a un singolo periodo di tempo t per una durata totale T .

$$NPV(t) = C_{investimento} + \sum_{t=1}^{20} \frac{Flusso\ netto}{(1+r)^t}$$

Nel caso in esame la durata totale T è posta uguale alla durata dell'incentivo ministeriale 20 anni ed il tasso di sconto è stato assunto pari al 2%.

Il flusso di cassa netto è calcolato come

$$Flusso\ netto \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] = \sum Spese - \sum Ricavi$$

dove

$$Spese \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] = C_{netto,CE} \cdot Prezzo_{mercato}$$

$$Ricavi \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] = E_{idro} \cdot PMG_{idro} + E_{extraprod.FV} \cdot PMG_{FV} + ACC \cdot (Prezzo_{incentivo} + Prezzo_{ARERA}) + \sum AC_i \cdot Prezzo_{mercato}$$

dove:

- $Prezzo_{mercato}$ è il prezzo di acquisto dell'energia prelevata dalla rete ed è assunto pari a 0,18 €/kWh per le utenze pubbliche e 0,22 €/kWh per le utenze residenziali domestiche;
- $Prezzo_{incentivo} = 0,11 \text{ €/kWh}$;
- $Prezzo_{ARERA} = 0,00822 \text{ €/kWh}$;
- $PMG_{idro} = 0,1564 \text{ €/kWh}$ per i primi 250.000 kWh e $PMG_{idro} = 0,1074 \text{ €/kWh}$ per i restanti kWh;
- $PMG_{FV} = 0,0399 \text{ €/kWh}$.

Anche il valore attuale netto dipende dalla quota di ACC ed in accordo con la metodologia seguita nei paragrafi precedenti è stato valutato per le quattro casistiche identificate.

NPV 50 dom_res	NPV SCI >=0,7 e CT = 0,5 GWh	NPV 283 dom_res	NPV SCI=1	NPV 1 utente dom_res
-€ 18.800,00	-€ 18.800,00	-€ 18.800,00	-€ 18.800,00	-€ 18.800,00
-€ 5.828,33	€ 10.847,86	€ 14.079,65	€ 16.575,88	-€ 13.850,75
€ 6.889,00	€ 39.914,39	€ 46.314,61	€ 51.258,11	-€ 8.998,55
€ 19.356,97	€ 68.410,99	€ 77.917,51	€ 85.260,30	-€ 4.241,48
€ 31.580,46	€ 96.348,83	€ 108.900,74	€ 118.595,78	€ 422,31
€ 55.313,13	€ 150.591,86	€ 169.056,57	€ 183.318,65	€ 9.477,33

Progetto di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice (TO)

€ 66.831,60	€ 176.918,31	€ 198.252,76	€ 214.731,41	€ 13.872,13
€ 78.124,22	€ 202.728,56	€ 226.876,48	€ 245.528,24	€ 18.180,74
€ 89.195,42	€ 228.032,72	€ 254.938,95	€ 275.721,21	€ 22.404,88
€ 100.049,54	€ 252.840,73	€ 282.451,17	€ 305.322,17	€ 26.546,19
€ 110.690,83	€ 277.162,30	€ 309.423,94	€ 334.342,71	€ 30.606,30
€ 121.123,46	€ 301.006,98	€ 335.867,83	€ 362.794,22	€ 34.586,80
€ 131.351,54	€ 324.384,11	€ 361.793,22	€ 390.687,86	€ 38.489,25
€ 141.379,06	€ 347.302,87	€ 387.210,26	€ 418.034,56	€ 42.315,18
€ 151.209,97	€ 369.772,25	€ 412.128,93	€ 444.845,06	€ 46.066,09
€ 160.848,11	€ 391.801,05	€ 436.558,99	€ 471.129,85	€ 49.743,45
€ 170.297,27	€ 413.397,91	€ 460.510,04	€ 496.899,26	€ 53.348,71
€ 179.561,16	€ 434.571,30	€ 483.991,46	€ 522.163,39	€ 56.883,28
€ 188.643,40	€ 455.329,53	€ 507.012,46	€ 546.932,14	€ 60.348,54
€ 197.547,55	€ 475.680,73	€ 529.582,06	€ 571.215,23	€ 63.745,86

Tabella 45: Calcolo NPV

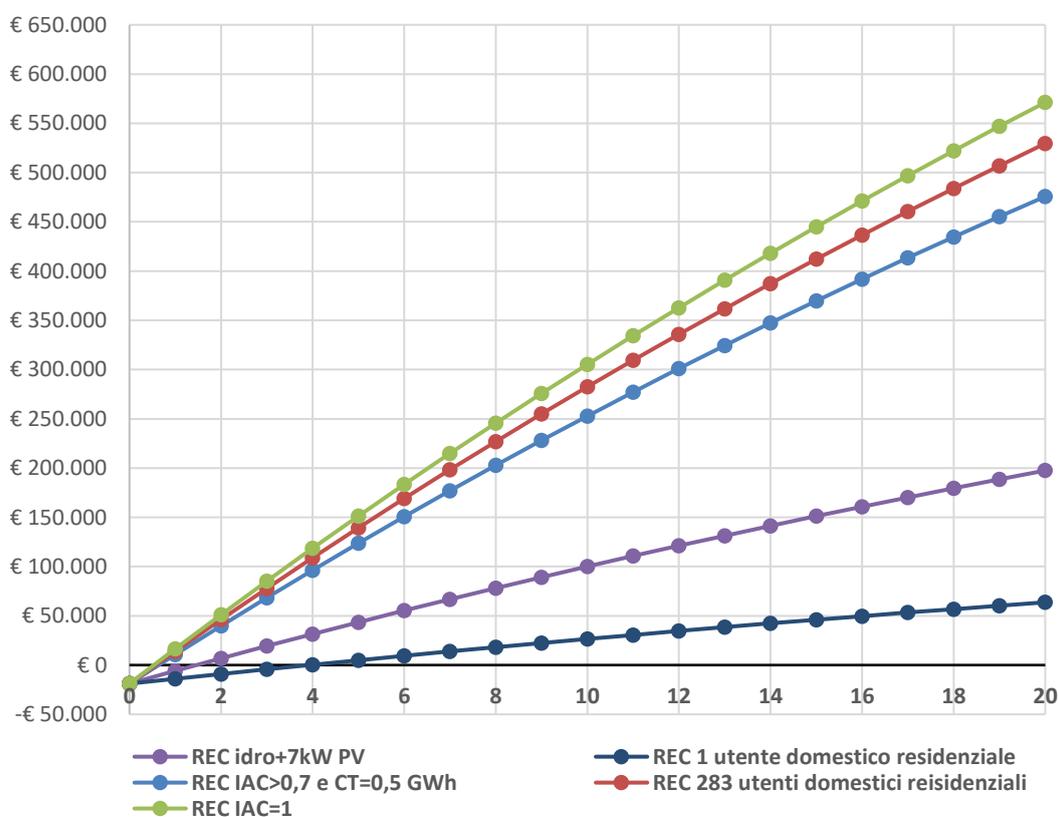


Figura 53: NPV.

N° utenti domestici	PBT
1	3,86
50	1,47
210	0,64
283	0,57
624	0,53

Tabella 46: Tempo di ritorno dell'investimento.

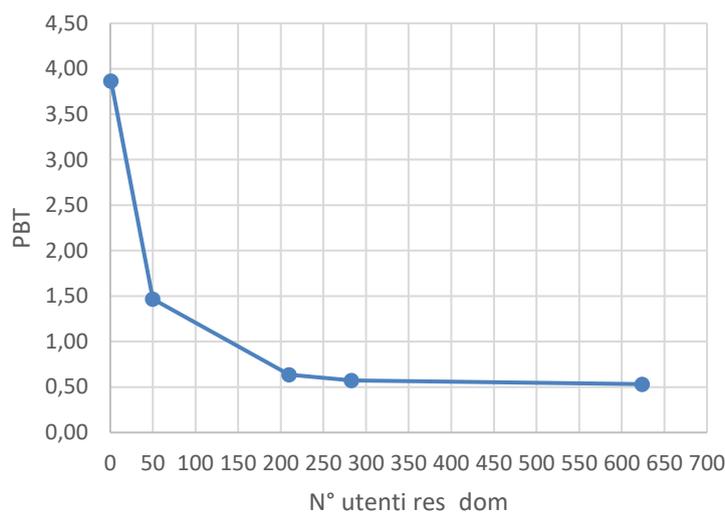


Figura 54: Andamento PBT al variare del numero di utenti considerati.

Il Pay Back Time (PBT), in italiano tempo di ritorno dell'investimento, è il tempo necessario per recuperare l'investimento effettuato e corrisponde al tempo a cui si ha NPV nullo.

I tempi di ritorno calcolati risultano essere tempi molto contenuti anche nel caso di 1 utente residenziale domestico. Tale risultato è possibile alla presenza dell'impianto mini-idroelettrico all'interno della Comunità in quanto pur non potendo usufruire dei guadagni relativi alla valorizzazione dell'energia immessa, la quota di energia che è prodotta dall'impianto e autoconsumata collettivamente dai membri permette di ottenere l'incentivo premio e il rimborso ARERA. Questa tipologia di impianto inoltre permette di evitare l'utilizzo di sistemi di accumulo come le batterie che inciderebbero in modo decisivo sui tempi di ritorno dell'investimento. Il costo di investimento dell'impianto idroelettrico è considerato pari a zero perché la realizzazione rimane a carico del possessore, ma il guadagno per la Comunità è in positivo perché l'energia prodotta rileva ai fini dell'energia condivisa. Inoltre, gli impianti fotovoltaici previsti sono entrambi di piccola taglia quindi il loro costo di investimento risulta essere velocemente recuperabile in questa specifica configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile.

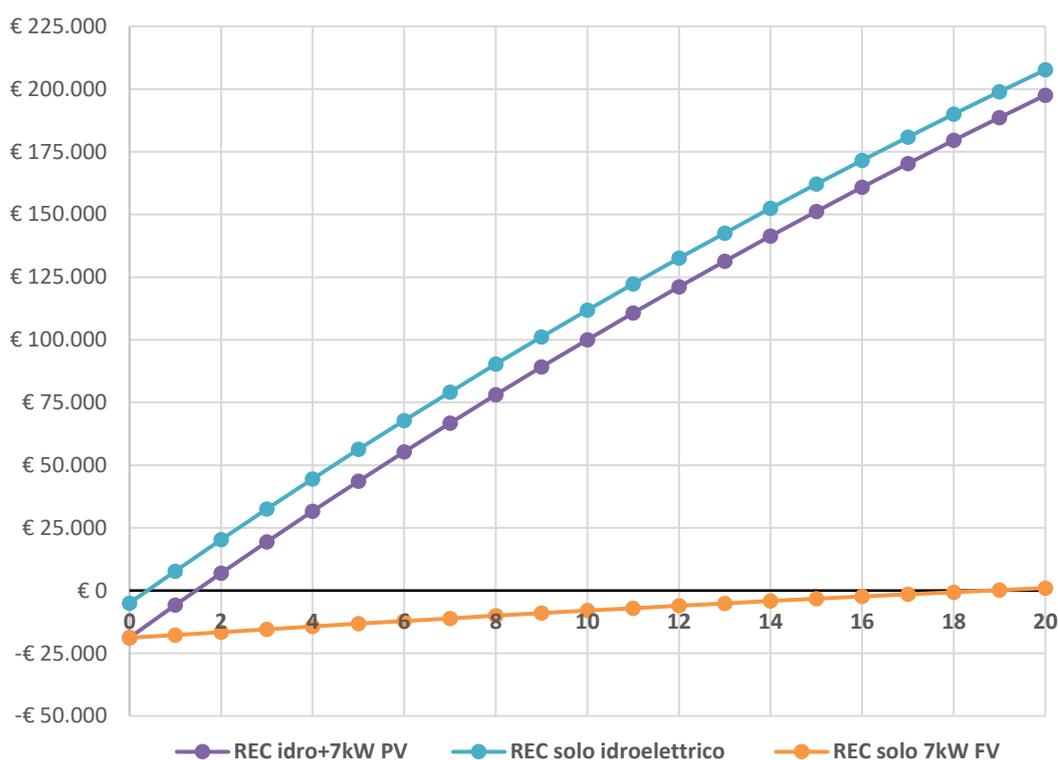
Il caso studio di Comunità Energetica Rinnovabile a Bobbio Pellice evidenzia quindi grandi potenzialità di sfruttamento di risorse energetiche locali e tempi di ritorno dell'investimento indicativamente inferiori a 4 anni.

3.8. Confronto tecnologie FER e tipologie di utenti

Sulla base di quanto svolto sino ad ora si è voluto confrontare la rendita economica ottenibile considerando tecnologia idroelettrica e fotovoltaica in combinazione e separatamente. Di seguito si riporta il grafico del valore attuale netto nei tre casi di solo impianto idroelettrico, combinazione di impianto idroelettrico e 7kW di fotovoltaico e solo impianto fotovoltaico da 7kW a parità di potenze installate e tipologia e numero di utenti considerati (utenze comunali descritte in precedenza e 50 utenti domestici residenziali non prosumers).

NPV Idro + 7kW FV utenze base	Solo idro utenze base	Solo 7kW FV utenze base
-€ 18.800,00	-€ 5.000,00	-€ 18.800,00
-€ 5.828,33	€ 7.750,79	-€ 17.797,55
€ 6.889,00	€ 20.251,56	-€ 16.624,44
€ 19.356,97	€ 32.507,22	-€ 15.472,46
€ 31.580,46	€ 44.522,57	-€ 14.343,06
€ 43.564,28	€ 56.302,33	-€ 13.235,80
€ 55.313,13	€ 67.851,11	-€ 12.150,26
€ 66.831,60	€ 79.173,45	-€ 11.086,00
€ 78.124,22	€ 90.273,77	-€ 10.042,61
€ 89.195,42	€ 101.156,45	-€ 9.019,67
€ 100.049,54	€ 111.825,74	-€ 8.016,80
€ 110.690,83	€ 122.285,83	-€ 7.033,59
€ 121.123,46	€ 132.540,81	-€ 6.069,65
€ 131.351,54	€ 142.594,72	-€ 5.124,62
€ 141.379,06	€ 152.451,50	-€ 4.198,12
€ 151.209,97	€ 162.115,00	-€ 3.289,79
€ 160.848,11	€ 171.589,02	-€ 2.399,26
€ 170.297,27	€ 180.877,28	-€ 1.526,20
€ 179.561,16	€ 189.983,42	-€ 670,25
€ 188.643,40	€ 198.911,00	€ 168,91
€ 197.547,55	€ 207.663,53	€ 991,61

Tabella 47: Confronto tecnologie FER a parità di potenza e utenti considerati.



Il grafico permette di evidenziare che nel caso della configurazione scelta non risulta conveniente l'installazione aggiuntiva di 7kW fotovoltaici oltre all'impianto idroelettrico e che l'installazione singola della medesima taglia di FER solare avrebbe tempi di ritorno dell'investimento prossimi ai 20 anni. La scelta più appropriata per il numero e la combinazione di utenti considerata è l'installazione del solo impianto idroelettrico.

Sulla base di queste considerazioni si è voluto indagare quali sono le combinazioni tecnologia-utente che permettono di ottimizzare il ritorno economico ma anche gli indici di autoconsumo e autosufficienza.

Partendo dal caso in esame con utenze comunali e 50 utenti residenziali domestici è stata aumentata la quota di produzione da fotovoltaico prevedendo l'installazione di altri 7kWp sul tetto della scuola elementare tale che si abbiano in tutto 14 kWp oltre all'impianto idroelettrico. A questo punto è stato confrontato il caso di idroelettrico+14kWp FV e solo idroelettrico sia dal punto di vista economico che di prestazione in termini di IAC e IAS. Le due casistiche garantiscono lo stesso livello di autoconsumo e autosufficienza, quindi l'aggiunta della potenza fotovoltaica non apporta alcun miglioramento, anzi riduce leggermente IAC. Anche dal punto di vista economico non c'è alcun beneficio, bensì un aumento del tempo di ritorno dell'investimento. In conclusione quindi, la scelta migliore sia dal punto di vista economico che di prestazione energetica per la configurazione di utenti scelta è l'installazione del solo impianto idroelettrico.

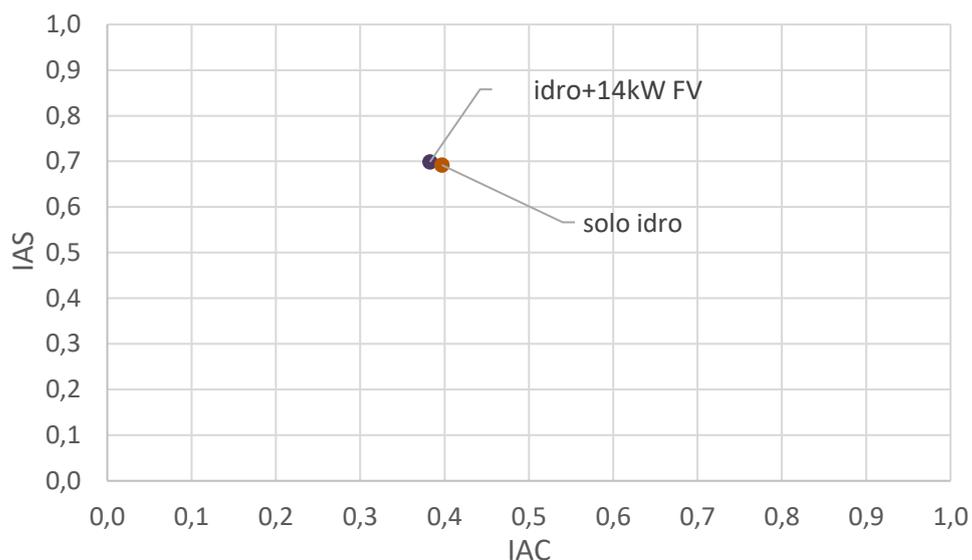


Figura 55: Confronto solo idroelettrico e idroelettrico+14kWp FV.

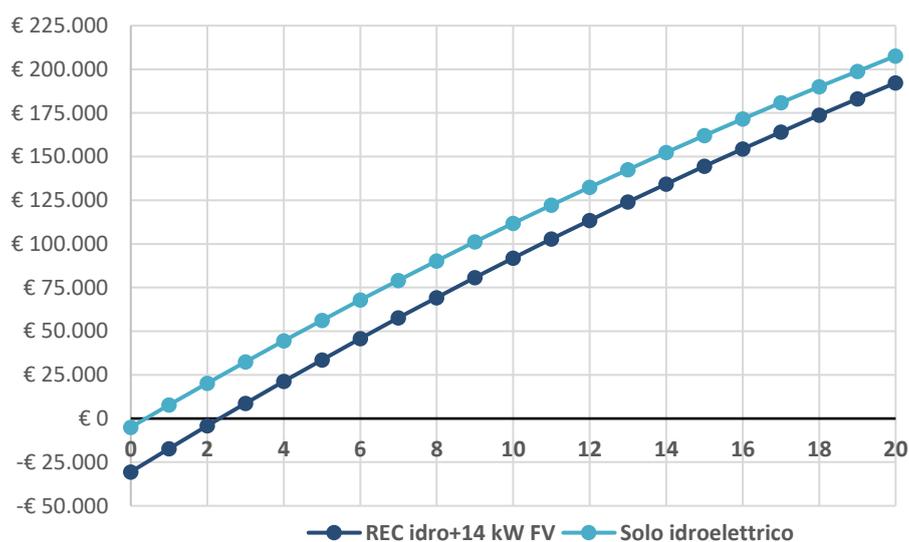


Figura 56: Analisi economica solo idroelettrico e idroelettrico+14kWp FV

Successivamente è stato analizzato il caso in cui fosse installata una potenza fotovoltaica maggiore pari a 54 kWp prevedendo che dei 50 utenti residenziali presenti 20 diventino prosumers con 2 kWp l'uno per un totale di 40 kWp di fotovoltaico che si aggiungono ai 14 kWp precedentemente considerati.

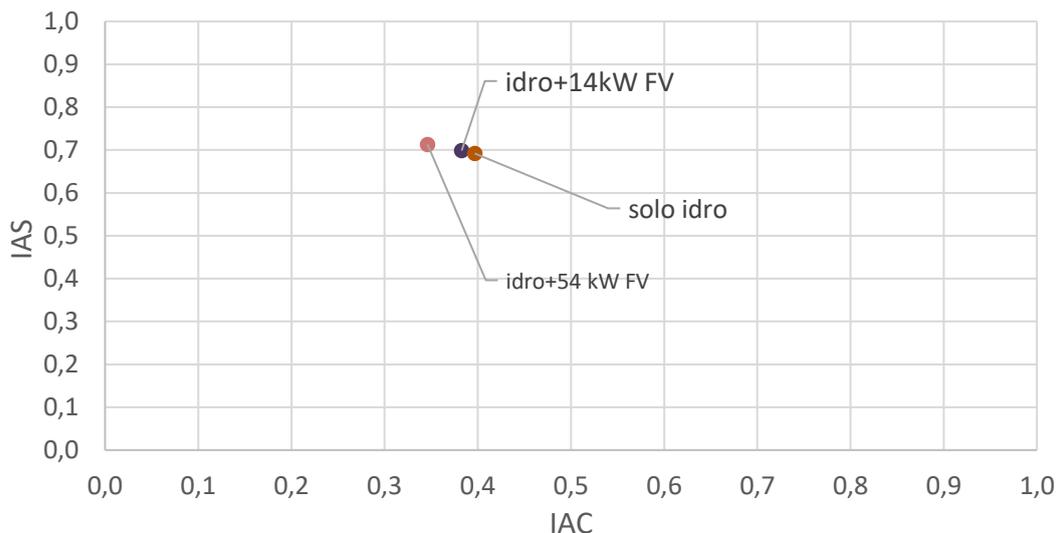


Figura 57: Confronto solo idroelettrico, idroelettrico+14kWp FV e idroelettrico+54kWp FV.

Come atteso, un'ulteriore aggiunta di risorse fotovoltaiche comporta la diminuzione del tasso di autoconsumo e solo un lievissimo miglioramento di autosufficienza.

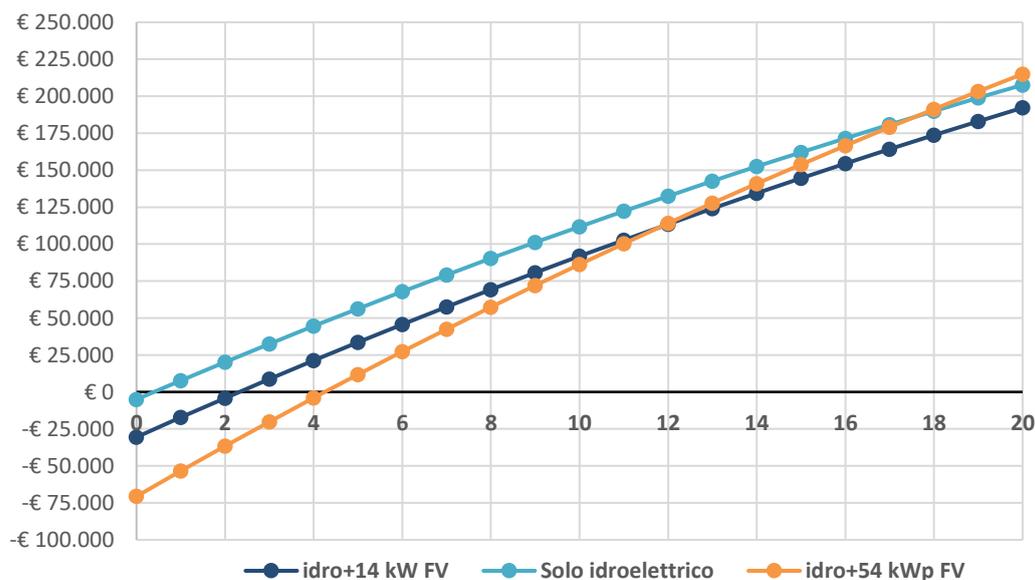


Figura 58: Analisi economica solo idroelettrico, idroelettrico+14kWp FV e idroelettrico+54kWp FV.

Economicamente si ha un investimento iniziale molto più cospicuo e un ritorno a 20 anni di poco superiore al caso di solo idroelettrico. Ciò è dovuto in maggior parte alla vendita sul mercato dell'energia in eccesso e in minor quota all'autoconsumo dei singoli prosumers. Basandosi sul fatto che il principio cardine delle comunità energetiche è la condivisione di energia e non la produzione a fini di lucro, è stato scelto come scenario ottimale il caso di solo idroelettrico in quanto garantisce tempi di ritorno inferiori grazie al ridotto costo di investimento pari esclusivamente alle spese legali

della CER, ritorno economico a 20 anni di poco inferiore al caso idroelettrico+54kWp e facilità di implementazione in quanto l'impianto è realizzato da parte di terzi senza comportare alcuno sforzo per i membri della Comunità. Inoltre, tale scenario garantisce il livello di autoconsumo più elevato a parità di autosufficienza.

Una volta identificata la tecnologia più appropriata per tale configurazione di CER si è voluto indagare quale sia il mix di utenze più appropriato da considerare. In particolare, è stato valutato l'impatto delle utenze serali/notturne quale ad esempio l'illuminazione pubblica.

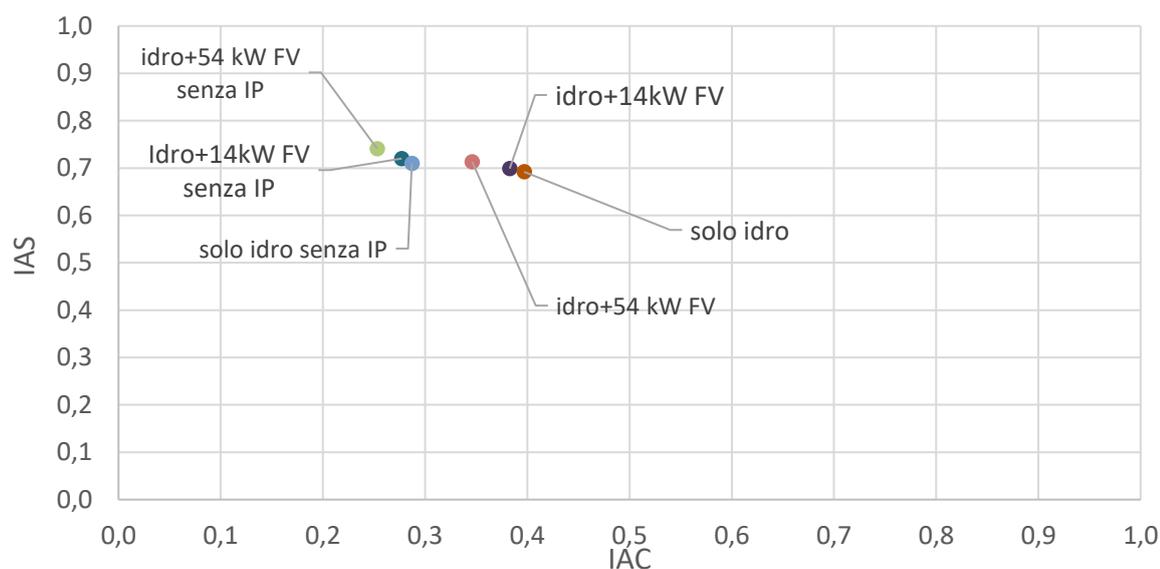


Figura 59: Casistica con e senza illuminazione pubblica.

In tutti e tre le casistiche non prendere in considerazione i carichi serali-notturni comporta una diminuzione sensibile di autoconsumo senza ottenere miglioramenti considerevoli in termini di autosufficienza. Di conseguenza quindi, nel caso di solo idroelettrico è bene considerare tutte le tipologie di carico, sia notturne che diurne.

Alla luce di tali considerazioni si è voluto indagare l'effetto di un numero più elevato di utenze e quindi di un valore di consumo totale maggiore. Le tre casistiche di cui sopra sono state quindi confrontate considerando l'aggiunta di 10 uffici (carichi diurni) e 100 domestici residenziali solo consumatori.

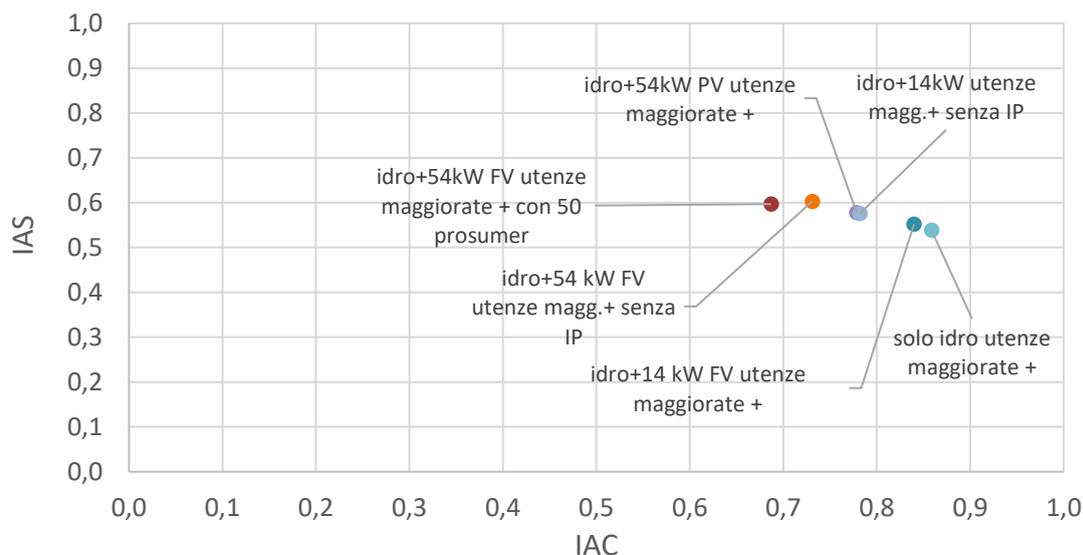


Figura 60: Confronto con utenze maggiorate.

Considerando più utenze l'indice di autoconsumo con il solo impianto idroelettrico diminuisce. Aggiungendo 14 kWp di fotovoltaico si ottengono variazioni di IAC e IAS non rilevanti. Combinando idroelettrico e 54 kWp di fotovoltaico si ha una riduzione di IAC di circa 8 punti percentuali ed un aumento di IAS di circa 4 punti. Eliminare i carichi notturni comporta una diminuzione sensibile di IAC e un aumento di IAS non rilevante. Economicamente l'opzione più conveniente è il caso di idroelettrico e 54 kWp di fotovoltaico per cui è stata considerata la detrazione del 50% sul costo di investimento degli impianti fotovoltaici degli utenti privati.

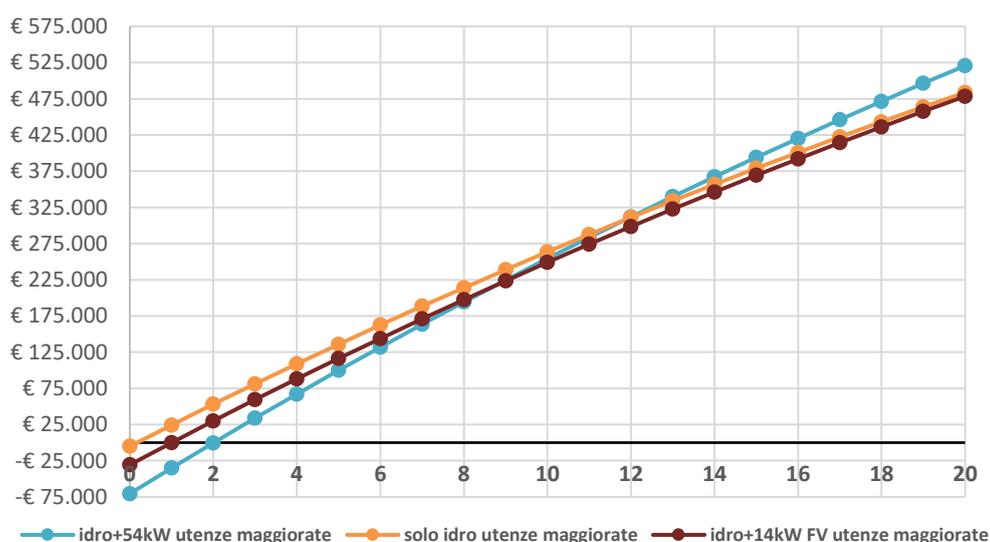


Figura 61: Confronto con utenze aggiuntive.

Nel caso di più utenze è quindi conveniente installare elevate potenze di fotovoltaico in combinazione con l'impianto idroelettrico. Per confermare ulteriormente tale considerazione sono state aggiunte ancora ulteriori utenze, in particolare rispetto al caso base sono stati considerati ulteriori 15 uffici e 150 utenti domestici residenziali.

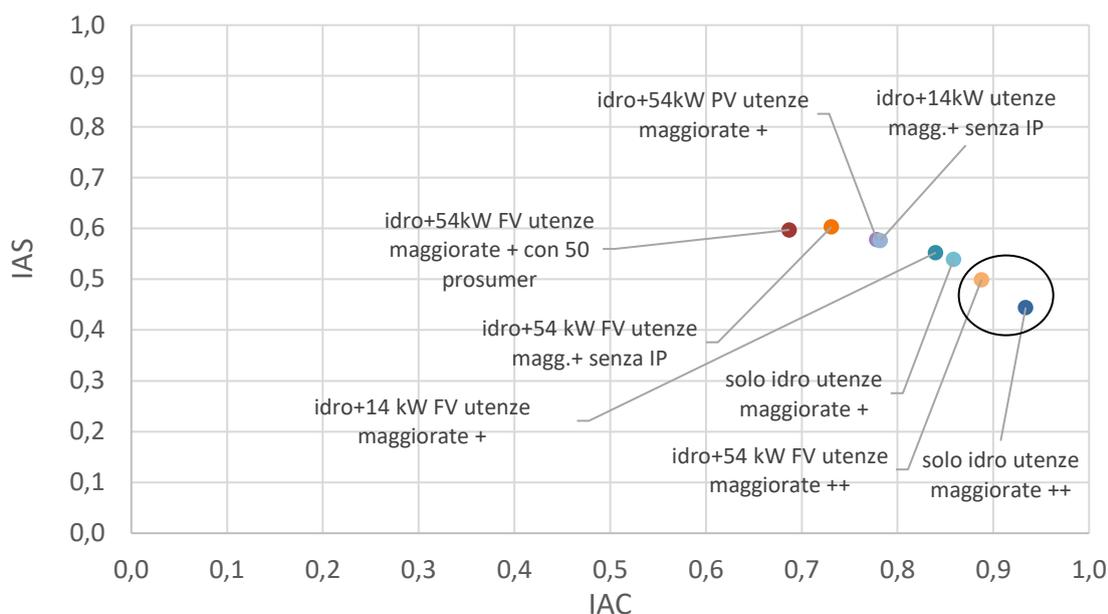


Figura 62: Aggiunta di ulteriori utenze.

L'indice di autoconsumo diminuisce in minor misura rispetto al caso precedente e l'indice di autosufficienza aumenta di 6 punti percentuali, due in aggiunta. In conclusione quindi, all'aumentare del carico conviene installare impianto idroelettrico in combinazione ad elevate potenze di fotovoltaico.

In ultimo, è stato considerato lo scenario in cui non si abbia la disponibilità di un impianto idroelettrico, ma possa essere installato solo fotovoltaico. Inizialmente sono stati confrontati gli scenari di installazioni da 14 kWp e 54 kWp considerando tutte le utenze di base (utenze comunali compresa l'illuminazione pubblica e 50 utenti domestici residenziali). All'aumentare della taglia installata aumenta l'indice di autosufficienza, diminuisce l'indice di autoconsumo e si ha un ritorno economico più elevato con tempi di ritorno dell'investimento inferiori. Per capire quali sono le tipologie di utenti più adeguate al fine di mantenere prestazioni energetiche quanto più elevate, è stato rimosso il carico relativo all'illuminazione pubblica. In questo caso si vede che a parità di indice di autoconsumo si ha un aumento dell'indice di autosufficienza sempre più marcato all'aumentare della potenza installata. Nel caso di sola tecnologia fotovoltaica infatti i carichi notturni e tardo serali non

sarebbero coperti dalla produzione da solare quindi contribuirebbero esclusivamente alla diminuzione dell'indice di autosufficienza a parità di autoconsumo. Di seguito si riporta il grafico IAC-IAS e l'analisi economica del Net Present Value.

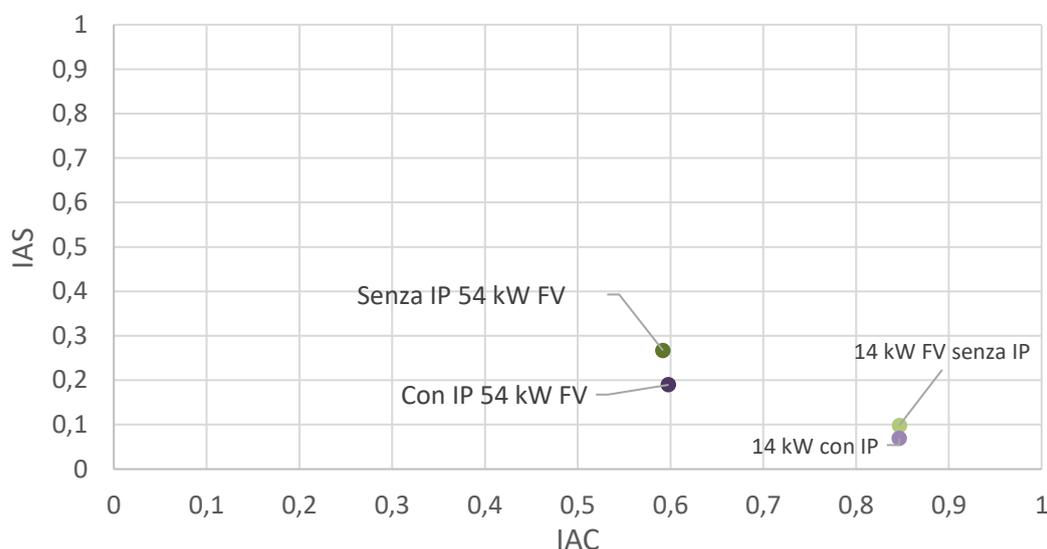


Figura 63: Confronto caso solo fotovoltaico con potenza 14 kWp e 54 kWp.

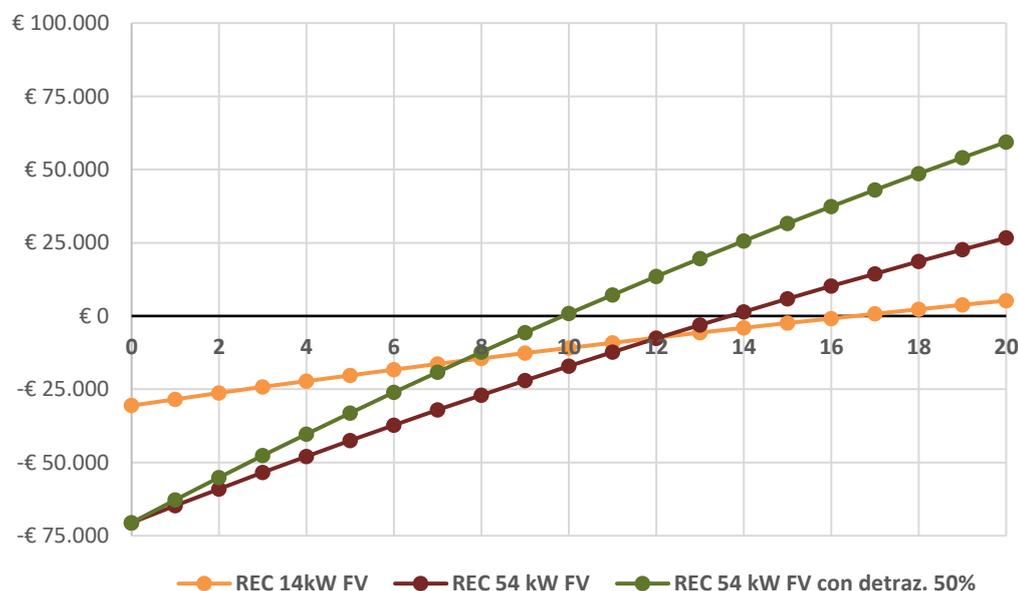


Figura 64: Analisi economica 14 kWp e 54 kWp senza illuminazione pubblica.

Al fine di mantenere lo stesso indice di autosufficienza ma aumentare l'autoconsumo sono state introdotte utenze prevalentemente diurne quali un ufficio e un negozio di alimentari i cui consumi sono stati stimati rispettivamente pari e doppio al consumo del municipio.

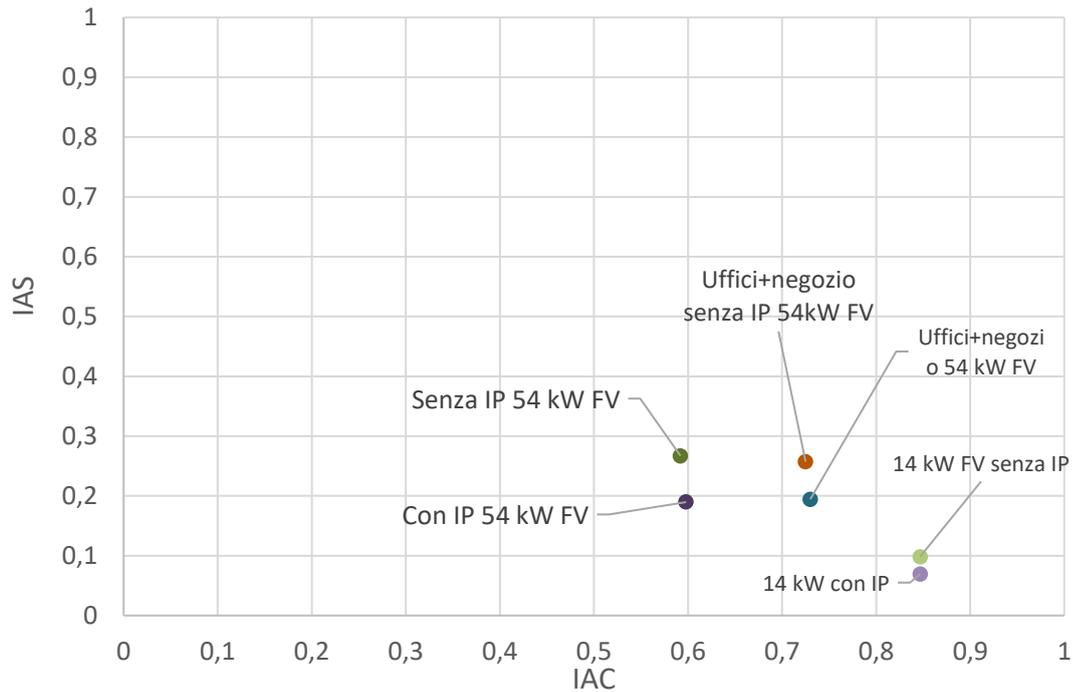


Figura 65: Aggiunta utenze diurne.

Come ci si aspettava, l'indice di autoconsumo aumenta considerevolmente mentre l'indice di autosufficienza rimane pressoché costante. Nel caso di solo fotovoltaico quindi lo scenario ottimale è caratterizzato dall'installazione di grandi taglie e dalla presenza di utenze prevalentemente diurne per ottimizzare l'autoconsumo.

Gli scenari sopra descritti sono riportati nei seguenti diagrammi IAS-IAC in cui sono riquadrati gli scenari ottimizzati sia dal punto di vista economico che di prestazione energetica.

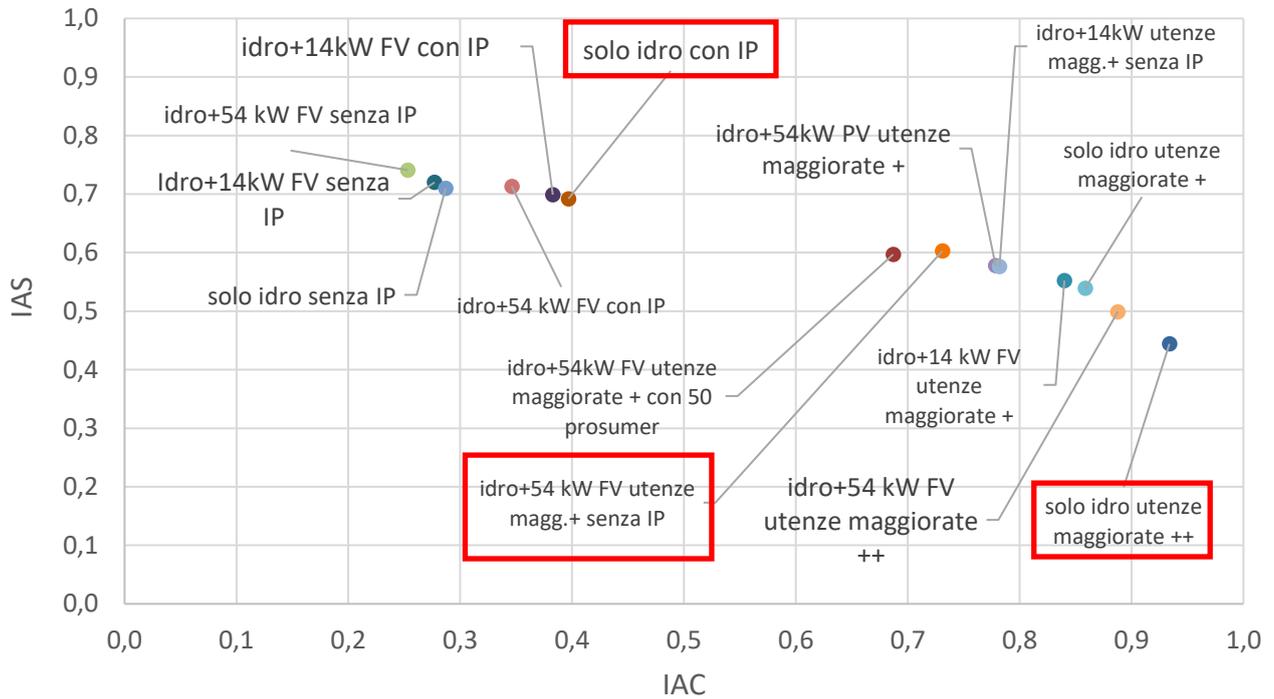


Figura 66: Diagramma complessivo scenari.

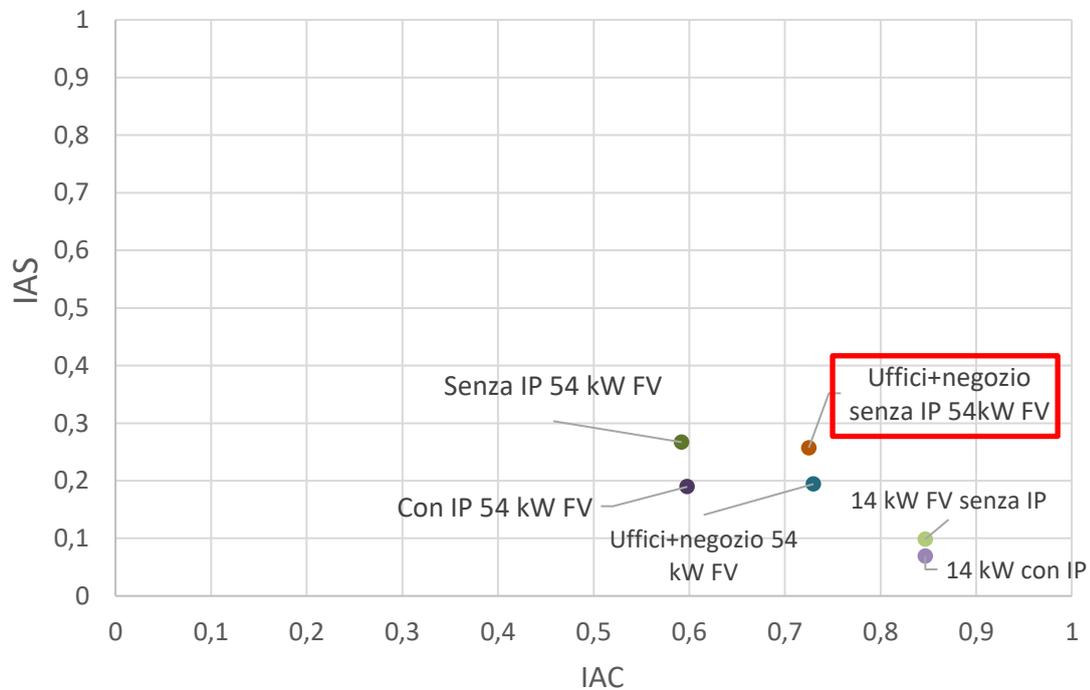


Figura 67: Diagramma complessivo scenari pt.2

Relativamente al singolo caso studio oggetto del presente lavoro di tesi posso quindi essere identificate tre zone:

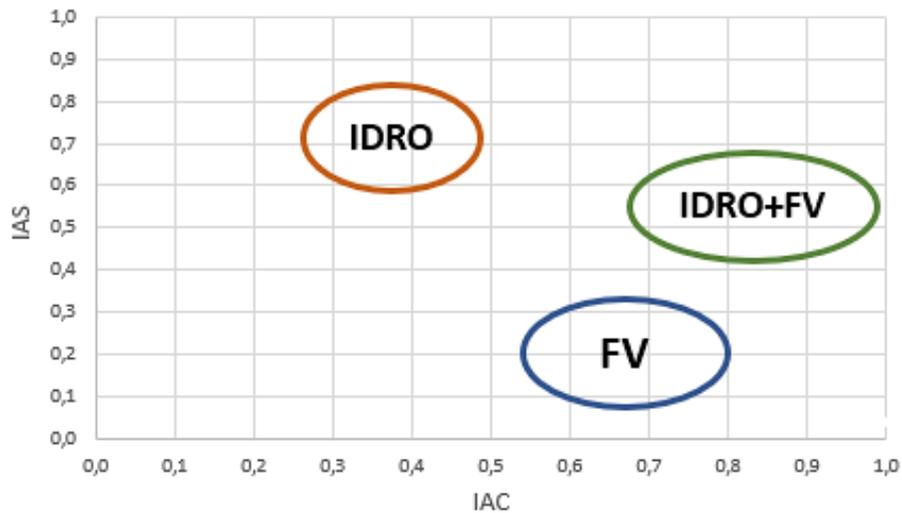


Figura 68: Suddivisione diagramma IAS-IAC.

- Zona idroelettrico → nel caso in cui si abbia un numero di utenze limitato e vi sia la disponibilità di un impianto idroelettrico, non risulta essere conveniente la combinazione con impianti fotovoltaici in quanto ciò comporterebbe una diminuzione di IAC e un aumento del costo di investimento. Le utenze ottimali in questa zona sono tutte le tipologie, sia diurne che notturne perché la disponibilità di energia prodotta è elevata e costante durante il giorno.
- Zona idroelettrico + fotovoltaico → un aumento del numero di utenze comporta una diminuzione dell'indice di autoconsumo perché il consumo totale aumenta. In questo caso è conveniente installare un impianto fotovoltaico di grande taglia in combinazione con l'impianto idroelettrico. Ciò permette di aumentare quanto più possibile l'autosufficienza e massimizzare il guadagno economico a 20 anni. Più è elevato il carico di utenze maggiore è l'aumento di autosufficienza. La tipologia di utenze ottimali è mista come nel caso precedente.
- Zona fotovoltaico → nel caso in cui si abbia a disposizione solo la tecnologia fotovoltaica è garantito un elevato indice di autoconsumo ma si ha minore indice di autosufficienza perché i consumi tardo serali e notturni non sono coperti dalla produzione. In questo scenario infatti le tipologie di utenze ottimali sono utenze diurne quali uffici, negozi, aziende,

industrie che permettono di autoconsumare istantaneamente l'energia prodotta. La taglia installata deve essere adeguata al carico delle utenze: una taglia troppo contenuta non garantirebbe tempi di ritorno accettabili, mentre una taglia più elevata consente di ottenere un ritorno economico cospicuo in minor tempo e garantisce indici di autosufficienza più elevati.

4. Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)

La centrale di Luserna San Giovanni (TO) è un impianto cogenerativo a ciclo Rankine organico di proprietà dell'Azienda Pralafra Energia Soc. Agr. A.R.L. L'impianto utilizza biomassa legnosa per produrre energia elettrica ed energia termica. L'energia elettrica è attualmente immessa in rete e ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), mentre l'energia termica alimenta la rete di teleriscaldamento collegata alla centrale che ad oggi si sviluppa entro i confini del comune di Luserna S. Giovanni.

Il progetto per la realizzazione della centrale è stato presentato nel febbraio del 2010 e l'autorizzazione della Provincia di Torino è stata rilasciata a Dicembre 2010. Successivamente il "Comitato di Luserna Attiva" ha presentato numerosi ricorsi al Tar, i quali sono stati tutti respinti. La centrale è entrata in esercizio nel febbraio del 2016 e per i primi mesi la sua configurazione prevedeva come unico prodotto utile l'energia elettrica immessa in rete, mentre l'energia termica veniva totalmente dissipata tramite gli aerotermini dell'impianto. Ad Ottobre 2016 è entrata in esercizio anche la rete di teleriscaldamento di cui l'azienda è gestore nonché proprietaria ed è stata allacciata la prima utenza, l'Azienda Caffarel.

Attualmente la rete di teleriscaldamento prevede due diramazioni, la Linea 1 e la Linea 2, riportati nella planimetria in Figura 69. Nei prossimi anni l'azienda prevede la realizzazione di un'ulteriore linea, la Linea 3, che servirà la frazione di Luserna Alta, e l'allacciamento degli edifici comunali.

In Tabella 48: Dati nominali di progetto dell'impianto. sono riassunti i dati di progetto dell'impianto:

Grandezza	Valore	Unità di misura
Potenza termica in ingresso	5999	kW _t
Potenza termica utile massima disponibile	4089	kW _t
Potenza elettrica lorda	1000	kW _e
Potenza elettrica netta immessa in rete	945	kW _e
Rendimento termico della caldaia	86,2	%
Rendimento termico del sistema ORC	79,6	%
Rendimento globale cogenerativo dell'impianto	84,8	%

Tabella 48: Dati nominali di progetto dell'impianto.

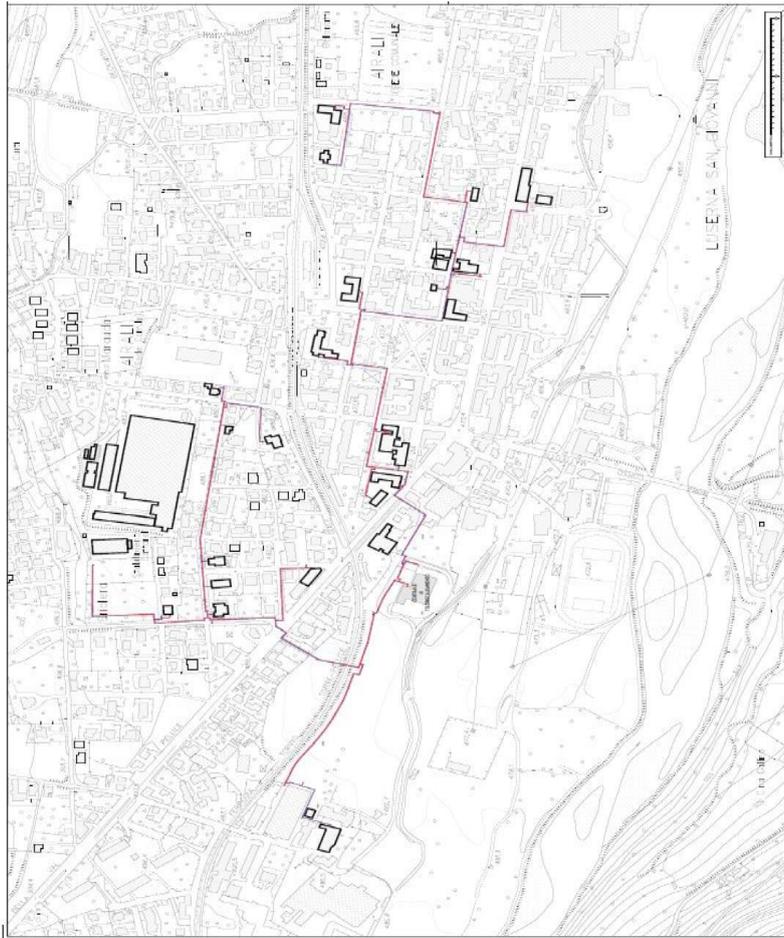


Figura 69: Rete di teleriscaldamento della centrale nel comune di Luserna S. Giovanni [32]

4.1. Componenti dell'impianto

I principali componenti e flussi di energia che interessano l'impianto sono riportati nel seguente schema semplificato relativo ad un generico impianto a ciclo Rankine organico. La biomassa è trasportata in caldaia dove brucia e genera gas di scarico a temperatura molto elevata. I gas cedono calore all'olio diatermico che a sua volta scambia energia con un fluido organico (olio siliconico). L'olio siliconico entra in turbina, espande e tramite un alternatore si produce energia elettrica. Una volta uscito dalla turbina, il fluido entra in un preriscaldatore e successivamente nel condensatore che alimenta la rete di teleriscaldamento. L'impianto prevede anche un sistema di emergenza, lo scambiatore acqua/olio-diatermico: nell'evenienza in cui il gruppo ORC non funzionasse correttamente e non fosse quindi utilizzabile, l'acqua è riscaldata direttamente dall'olio diatermico. In questo caso è quindi garantita la produzione di calore ma non si produce energia elettrica. La centrale prevede anche una caldaia di backup a gasolio non rappresentata in figura.

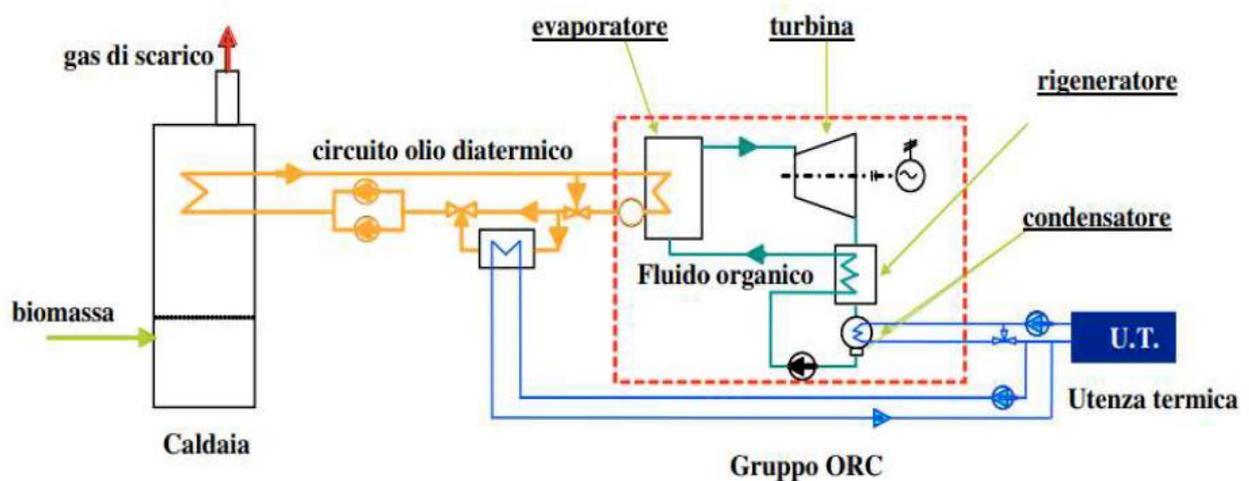


Figura 70: Schema impianto cogenerativo ciclo Rankine organico [25].

I principali componenti dell'impianto sono quindi:

- Forno in cui brucia il combustibile;
- caldaia in cui avviene lo scambio termico tra gas combusti ad elevata temperatura e olio diatermico;
- circuito dell'olio diatermico;
- scambiatore acqua / olio diatermico;
- gruppo ORC costituito da evaporatore, turbina e condensatore;
- caldaia di backup a gasolio.

4.2. Monitoraggio

L'attività di monitoraggio si articola principalmente in tre fasi: monitoraggio del combustibile, monitoraggio dell'impianto e monitoraggio dei consumi delle utenze. Tutte le fasi hanno la loro importanza e un controllo continuo e meticoloso permette di verificare il corretto funzionamento di tutti i componenti, di migliorare le prestazioni dell'impianto e di confrontarne il comportamento durante anni o periodi diversi. Grazie all'attività di monitoraggio si può avere quindi una panoramica sia dal punto di vista tecnico che ambientale ed economico.

4.2.1. Monitoraggio del combustibile

La biomassa è un combustibile le cui caratteristiche dipendono da diversi fattori e condizioni quali ad esempio la composizione e l'umidità interna del legno; per questo motivo è molto importante

procedere ad un monitoraggio della fornitura. La conoscenza del combustibile e quindi della sua qualità permette un controllo costante delle prestazioni dell'impianto e la prevenzione di possibili problematiche. È pur vero che questo tipo di monitoraggio può essere molto dispendioso perché necessita di analisi che sono generalmente svolte da laboratori esterni all'azienda.

- Provenienza del combustibile

Le biomasse utilizzate dall'azienda sono sottoprodotti di attività agricole, gestione del verde e attività forestali. La filiera di approvvigionamento dell'impianto possiede il Certificate Programme for Endorsement of Forest Certification schemes (PEFC) ed il Certificato Legno della Provincia di Torino (LPT). I due certificati garantiscono la provenienza della materia legnosa da foreste certificate e regolarmente soggette a controlli da parte di ispettori indipendenti [32]. La filiera è una filiera locale:

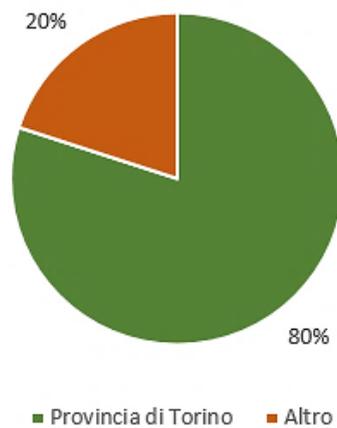


Figura 71: Riartizione della provenienza del combustibile.

Di seguito si riportano i grafici di composizione della biomassa e natura dei fornitori locali:

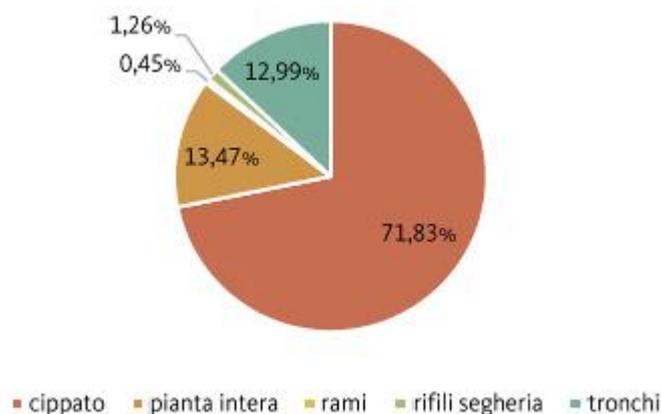


Figura 72: Composizione della biomassa [13]

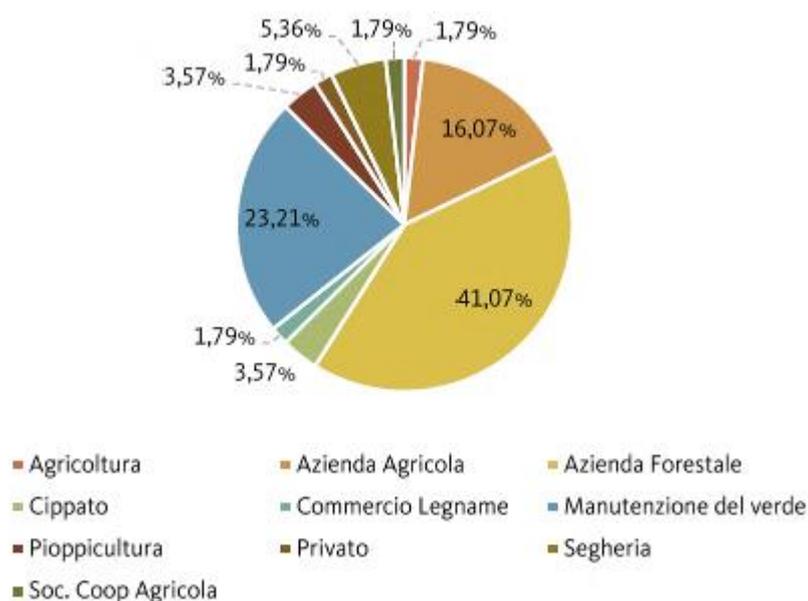


Figura 73: Natura dei fornitori [13].

- Potere calorifico inferiore del combustibile

L'azienda agricola "Guido Merlo" fa analizzare campioni di combustibile ogni mese per poterne valutare il potere calorico. Nell'anno 2019 le misurazioni sono state svolte due volte al mese ad eccezione del mese di gennaio di cui è stata condotta una sola misura ad inizio mese. Nel 2020 le misurazioni sono aumentate a tre ogni mese. La tabella seguente riporta i dati misurati durante l'anno 2019:

Mese	Data	Misure PCI [kJ/kg]	Misure PCI [kWh/kg]	PCI medio mese [kWh/kg]
Gennaio	09/01/2019	8170	2,269	2,269
Febbraio	11/02/2019	11200	3,111	2,957
Febbraio	25/02/2019	10090	2,803	
Marzo	14/03/2019	9860	2,739	2,796
Marzo	28/03/2019	10270	2,853	
Aprile	12/04/2019	9500	2,639	2,586
Aprile	29/04/2019	9120	2,533	
Maggio	14/05/2019	9870	2,742	2,697
Maggio	30/05/2019	9550	2,653	
Giugno	18/06/2019	10140	2,817	2,861

Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)

Giugno	28/06/2019	10460	2,906	
Luglio	02/07/2019	12700	3,528	
Luglio	22/07/2019	10850	3,014	3,271
Agosto	12/08/2019	9550	2,653	
Agosto	26/08/2019	7680	2,133	2,393
Settembre	16/09/2019	13720	3,811	
Settembre	24/09/2019	12500	3,472	3,642
Ottobre	16/10/2019	8750	2,431	
Ottobre	22/10/2019	8680	2,411	2,421
Novembre	18/11/2019	8190	2,275	
Novembre	27/11/2019	8110	2,253	2,264
Dicembre	03/12/2019	8650	2,403	
Dicembre	18/12/2019	7910	2,197	2,300

Tabella 49: Misure di potere calorifico inferiore.

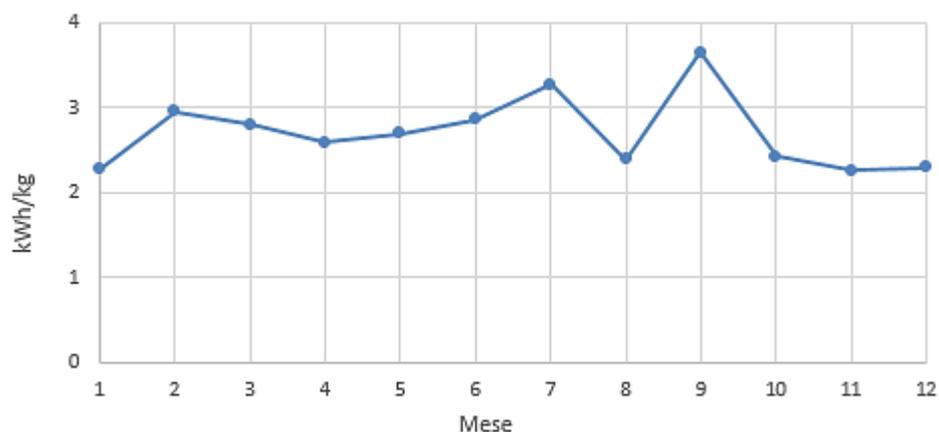


Figura 74: Andamento potere calorifico inferiore.

4.2.2. Monitoraggio dell'impianto

Il monitoraggio dell'impianto è una fase molto importante che permette di analizzare gli input e gli output del sistema, verificarne le prestazioni ed avere una panoramica globale di come si sta comportando l'impianto rispetto alle condizioni nominali prefissate in progetto.

Le ore mensili di funzionamento dell'impianto durante l'anno 2019 sono riportate nella tabella sottostante.

Ore normale funzionamento	Ore mensili totali	%
742	744	99,7%
669	672	99,6%
741	744	99,6%
705	720	97,9%
744	744	100,0%
714	720	99,2%
734	744	98,7%
455	744	61,2%
715	720	99,3%
735	744	98,8%
719	720	99,9%
730	744	98,1%

Tabella 50: Ore di normale funzionamento rispetto alle ore totali di ciascun mese dell'anno 2019.

La diminuzione delle ore in funzione durante il mese di agosto è giustificata dalla chiusura dell'impianto per motivi di manutenzione.

L'impianto è monitorato tramite un sistema di sensori e misuratori posti in corrispondenza di alcuni componenti. I misuratori installati rilevano le seguenti grandezze:

- Portata di combustibile;
- potenza termica all'olio;
- potenza termica al condensatore;
- potenza termica immessa nella rete di teleriscaldamento;
- potenza elettrica lorda prodotta;
- potenza termica della caldaia di backup;
- potenza termica di raffreddamento della griglia;
- potenza termica allo scambiatore acqua/olio.

- Portata di combustibile

Il cippato è prelevato periodicamente dallo stoccaggio coperto esterno tramite una rastrelliera mobile che raccoglie il combustibile e deposita su di un nastro trasportatore interno alla centrale. Il quantitativo di cippato prelevato è regolato in base alla temperatura voluta in caldaia tramite un sistema di controllo Proporzionale-Integrativo-Derivativo (PID).

Il nastro porta il materiale al pozzetto di carico e da qui cade verso la coclea di alimentazione. La coclea è costituita da una vite senza fine che ruotando permette di trasportare la quantità voluta di cippato all'ingresso del forno [33].

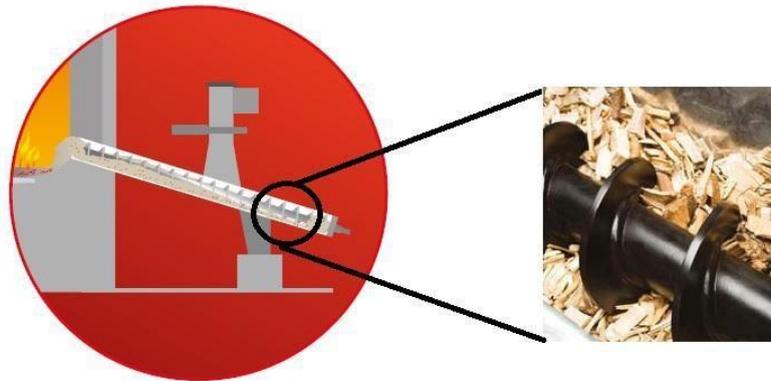


Figura 75: Schematizzazione della coclea dell'impianto [7].

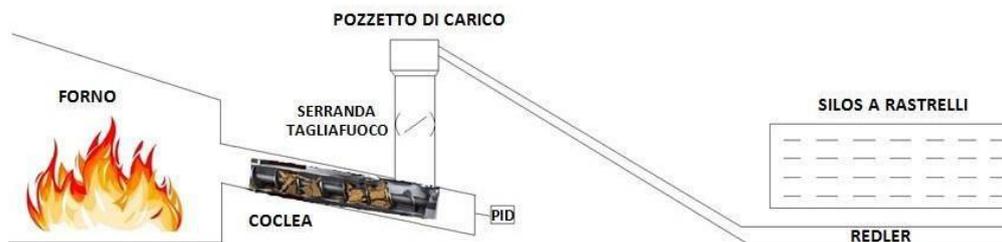


Figura 76: Schema del sistema di alimentazione del forno [7].

Il sistema di controllo non misura direttamente la portata, ma la calcola a partire dal valore noto del numero di giri del motore che aziona la vite senza fine della coclea, dal valore di densità del combustibile fissato pari a 250 kg/m^3 e dal grado di riempimento della coclea. Noto il grado di riempimento della coclea calcola il volume occupato dal materiale e nota la densità del materiale calcola la massa di cippato. Essendo la velocità di rotazione del motore una grandezza nota è possibile ricavare la portata di biomassa trasportata all'ingresso del forno. Un esempio della schermata del pannello di controllo della centrale relativa i dati sopracitati è riportata in Figura 77.

Non essendo una misura diretta, i valori di portata sono fortemente dipendenti dai dati di partenza per il calcolo. In particolare, ammettendo di mantenere sempre costante la densità del materiale, le due variabili che influenzano la misura sono il numero di giri del motore e il grado di riempimento della

coclea. Il numero di giri del motore non può essere modificato in quanto rilevato in tempo reale dal sistema, mentre il grado di riempimento è impostato manualmente dall'operatore.

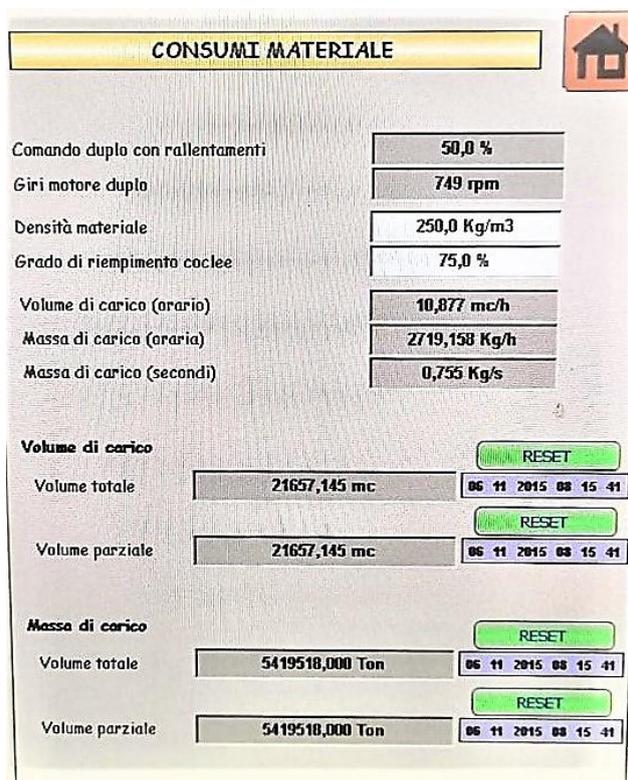


Figura 77: Pannello di controllo per la portata dell'impianto di Luserna S. Giovanni.

Dal confronto tra i dati di portata e la quantità di biomassa effettivamente acquistata ed utilizzata nel periodo Febbraio-Marzo 2016 (4836 ore di funzionamento), Cugiani [33] ha calcolato un errore relativo pari all'11% commesso dal sistema di misura dell'impianto. Il misuratore rileva quindi un valore più elevato di quanto immesso realmente nel forno.

I dati di portata dell'anno 2019 misurati dal sistema di controllo dell'impianto sono riportati nella tabella seguente:

Mese	Portata [kg/h]
Gennaio	2485,4
Febbraio	2657,4
Marzo	2761,3
Aprile	2846,0
Maggio	2745,4
Giugno	2774,7

Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)

Luglio	2755,6
Agosto	2340,6
Settembre	1790,7
Ottobre	1720,7
Novembre	1908,8
Dicembre	2088,0

Tabella 51: Misurazioni di portata di combustibile anno 2019.

- **Calcolo della potenza al focolare**

Noti i dati di portata e potere calorifico inferiore si possono calcolare potenza ed energia al focolare come segue:

$$P_{focolare} = m \cdot PCI$$

$$E_{focolare} = P_{focolare} \cdot ore NF$$

Mese	Ore di normale funzionamento	Portata [kg/h]	PCI medio [kWh/kg]	Potenza al focolare [MW]	Energia al focolare [MWh]
Gennaio	742	2485,4	2,269	5,64	4185,2
Febbraio	669	2657,4	2,957	7,86	5256,8
Marzo	741	2761,3	2,796	7,72	5720,6
Aprile	705	2846,0	2,586	7,36	5188,8
Maggio	744	2745,4	2,697	7,40	5509,3
Giugno	714	2774,7	2,861	7,94	5668,2
Luglio	734	2755,6	3,271	9,01	6615,6
Agosto	455	2340,6	2,393	5,60	2548,5
Settembre	715	1790,7	3,642	6,52	4662,6
Ottobre	735	1720,7	2,421	4,17	3061,7
Novembre	719	1908,8	2,264	4,32	3107,0
Dicembre	730	2088,0	2,300	4,80	3505,7

Tabella 52: Potenza ed energia al focolare.

- Potenza all'olio, al condensatore e al misuratore del teleriscaldamento

Il sistema di controllo della centrale prevede un misuratore per la potenza all'olio diatermico, un misuratore per la potenza al condensatore e due misuratori per la potenza immessa nella rete di teleriscaldamento. Di questi ultimi, uno era stato previsto dall'azienda costruttrice, l'altro è stato inserito su indicazione del GSE e risulta essere più preciso in quanto è un misuratore di portata mentre il primo svolge il calcolo basandosi sull'interpolazione dei dati. Su base annuale lo scarto tra le misurazioni effettuate dai due misuratori ammonta a circa 500 MWh.

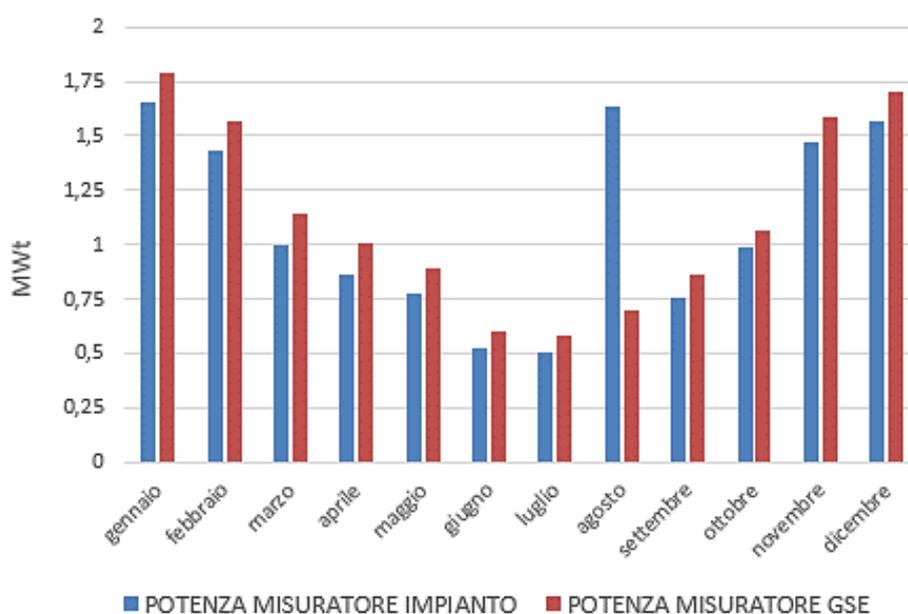


Figura 78: Confronto misuratori di energia immessa in rete.

Le successive valutazioni sono state condotte considerando i dati del misuratore più accurato.

I dati mensili relativi alla potenza all'olio diatermico, al condensatore e alla potenza immessa in rete sono riportati nella tabella sottostante.

Mese	Potenza all'olio [MW]	Potenza al condensatore [MW]	Potenza immessa TLR [MW]
Gennaio	4,76	4,04	1,79
Febbraio	4,74	4,02	1,57
Marzo	4,60	3,91	1,15
Aprile	4,74	3,97	1,01
Maggio	4,72	3,93	0,90

Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)

Giugno	4,58	3,73	0,60
Luglio	4,65	3,77	0,58
Agosto	4,37	3,23	0,70
Settembre	4,72	3,81	0,86
Ottobre	4,69	3,90	1,06
Novembre	4,73	3,94	1,59
Dicembre	4,69	3,82	1,70

Tabella 53: Potenza all'olio diatermico, al condensatore e potenza immessa nella rete TLR.

- **Potenza elettrica prodotta**

I prodotti utili della centrale sono due: energia termica ed energia elettrica. La quota di energia elettrica prodotta viene immessa in rete e ritirata dal GSE.

Mese	Potenza elettrica [kW_e]
Gennaio	959,2
Febbraio	957,7
Marzo	926,8
Aprile	961,5
Maggio	960,0
Giugno	925,0
Luglio	935,2
Agosto	780,9
Settembre	970,2
Ottobre	947,0
Novembre	953,9
Dicembre	926,3

Tabella 54: Potenza elettrica generata.

4.3. Analisi dei dati del monitoraggio

La figura sottostante riassume gli andamenti mensili di potenza al focolare, potenza all'olio, potenza immessa in rete e potenza elettrica. Come si può notare dal grafico, nei mesi di ottobre,

novembre e dicembre i valori della potenza al focolare sono troppo bassi, risultano addirittura inferiori rispetto alla potenza all'olio.

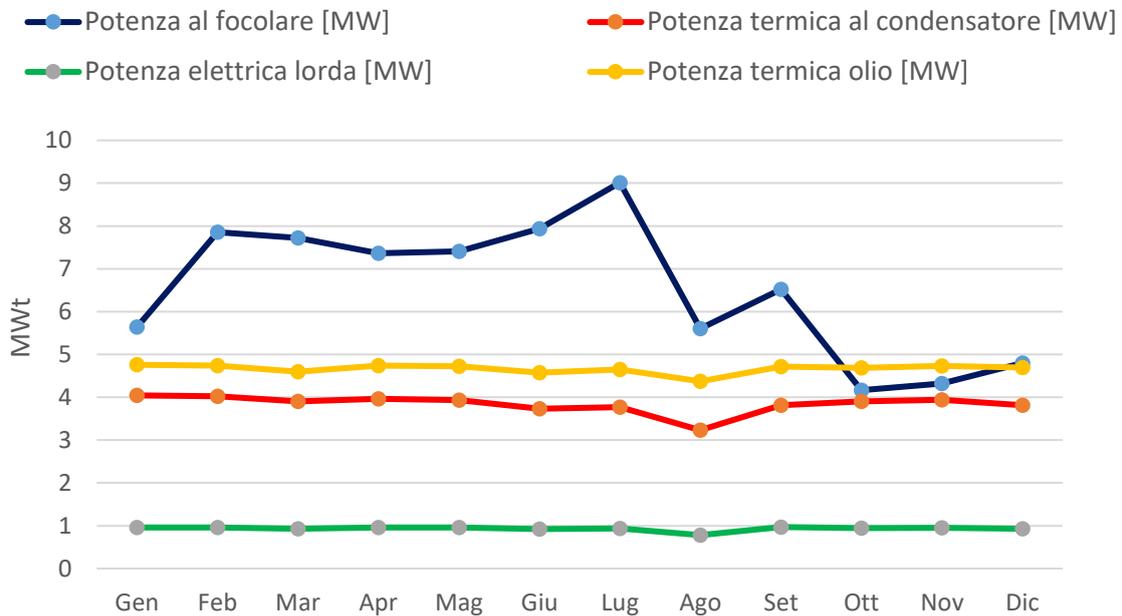


Figura 79: Dettaglio mensile

Per verificare quanto evidenziato dai dati mensili sono stati plottati i dati giornalieri:

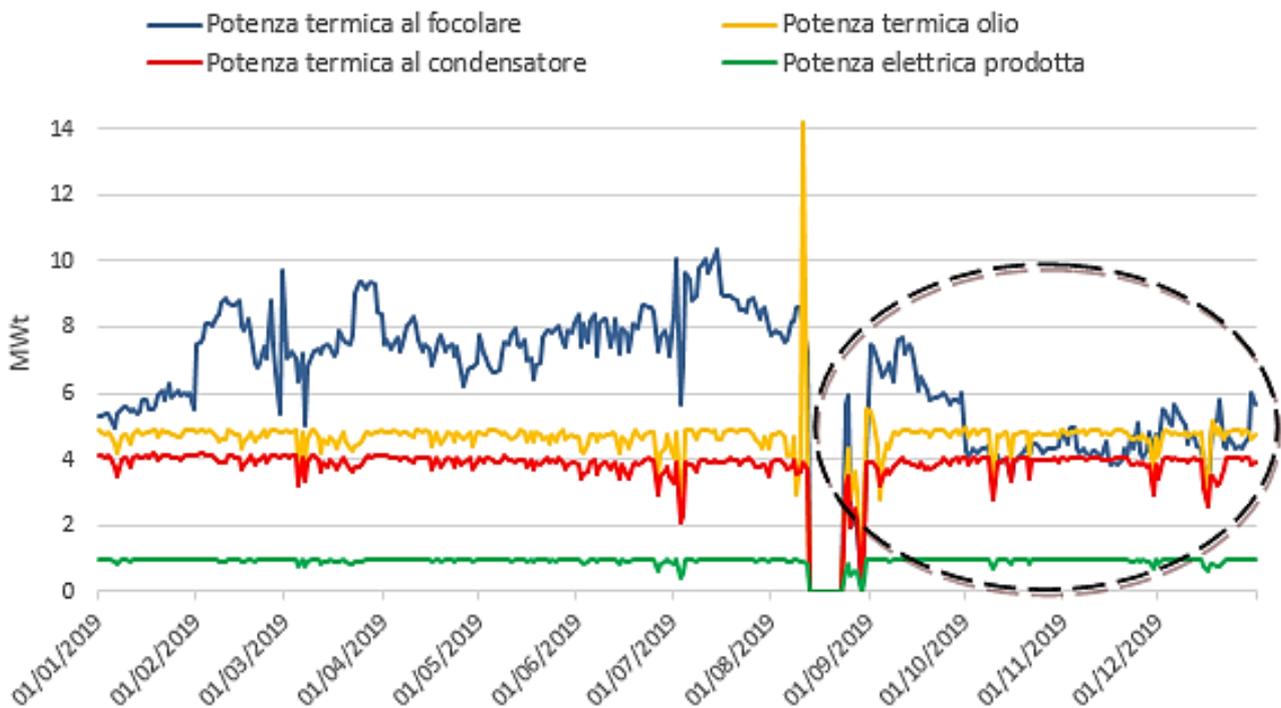


Figura 80: Dettaglio giornaliero

Si riporta il dettaglio della zona cerchiata:

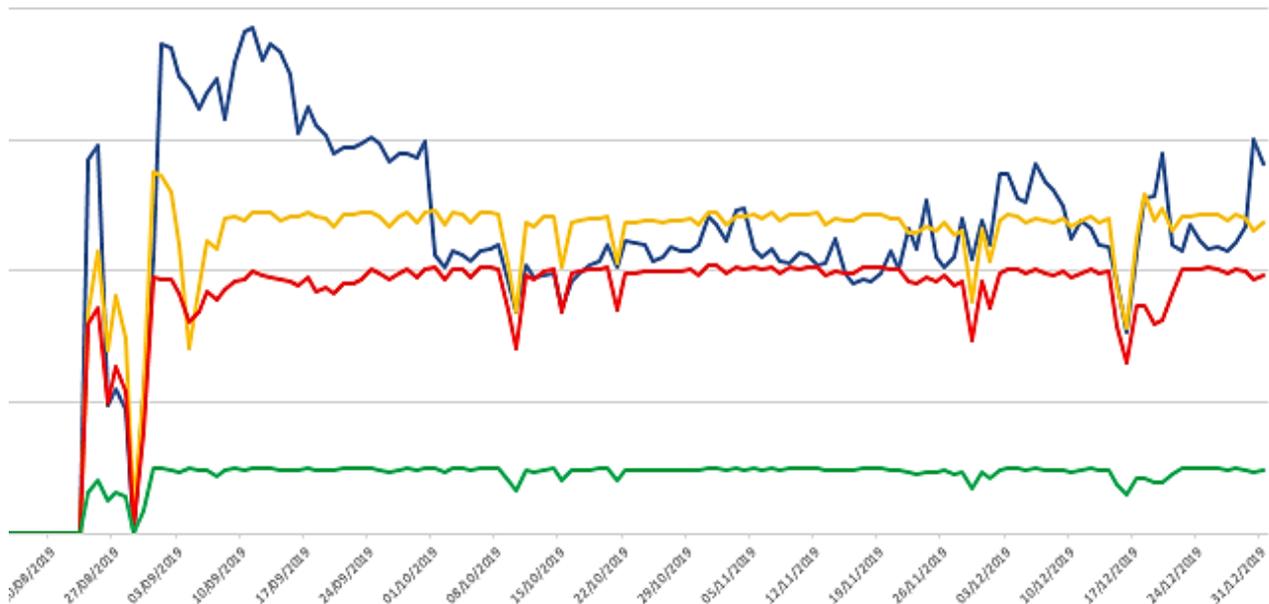


Figura 81: Dettaglio dei mesi di ottobre, novembre e dicembre

Come per i dati mensili, anche l'andamento dei dati giornalieri non può essere considerato veritiero in quanto per i mesi sopraccitati la potenza al focolare calcolata precedentemente risulta inferiore alla potenza all'olio e in alcuni giorni anche alla potenza al condensatore. Essendo la potenza al focolare il prodotto tra portata e potere calorifico inferiore, la misura errata può riguardare una o in entrambe le grandezze in quanto il potere calorifico deriva da misure di laboratorio mentre la misura portata si basa su valori impostati dall'operatore.

Analizzando l'andamento della portata, proprio negli ultimi mesi dell'anno il misuratore ha registrato valori decisamente inferiori rispetto ai mesi precedenti. Allo stesso tempo, durante lo stesso periodo temporale i valori di potere calorifico inferiore risultano tra i più bassi rilevati. Di conseguenza la potenza termica al focolare risulta essere molto inferiore rispetto ai dati calcolati per i primi mesi dell'anno.

Al fine di trovare valori di potenza termica al focolare quanto più possibili veritieri sono stati modificati sia i dati di portata che di potere calorifico inferiore secondo i criteri esposti di seguito.

4.3.1. Ipotesi dati di portata di combustibile

Come è stato evidenziato nei paragrafi precedenti, i valori di portata da settembre a dicembre sono sensibilmente inferiori rispetto agli altri dati.

Come prima ipotesi si è deciso di sostituire i valori di portata riportati dal sistema di controllo con valori in linea agli mesi dell'anno. Anche il dato di agosto è stato ricalcolato in quanto il valore medio mensile fornito dal sistema di controllo tiene conto dei giorni di fermo dell'impianto e risulta quindi inferiore rispetto alla portata media giornaliera effettiva. Non ritenendolo un dato significativo è stato ricalcolato tenendo conto esclusivamente del periodo 1 - 11 agosto in quanto dai dati giornalieri (Tabella 55) si evidenziano parametri nulli per il periodo 13-23 agosto (giorni di chiusura), il giorno precedente al fermo e il giorno successivo alla riaccensione dell'impianto. Inoltre, nei giorni successivi alla riaccensione i valori di portata risultano essere significativamente oscillanti e non sono stati considerati affidabili.

Giorno	Ore NF giorno	Portata [kg/h]	Giorno	Ore NF giorno	Portata [kg/h]
01/08/2019	24	2923,8	16/08/2019	0	0
02/08/2019	24	2964	17/08/2019	0	0
03/08/2019	24	2955,8	18/08/2019	0	0
04/08/2019	24	2955,2	19/08/2019	0	0
05/08/2019	24	2833,6	20/08/2019	0	0
06/08/2019	24	2858	21/08/2019	0	0
07/08/2019	24	3087,5	22/08/2019	0	0
08/08/2019	24	3079,2	23/08/2019	0	0
09/08/2019	24	3227,6	24/08/2019	10	2666,6
10/08/2019	24	3234,5	25/08/2019	24	2769,6
11/08/2019	24	3047,1	26/08/2019	24	911,5
12/08/2019	14	2711,1	27/08/2019	24	1027,1
13/08/2019	0	0	28/08/2019	23	885,6
14/08/2019	0	0	29/08/2019	24	0
15/08/2019	0	0	30/08/2019	24	985
			31/08/2019	24	1973,6

Tabella 55: Portate mese di agosto.

I nuovi valori di portata di combustibile sono riassunti nella tabella seguente.

Mese	Portata [kg/h]
Gennaio	2485,4
Febbraio	2657,4
Marzo	2761,3
Aprile	2846,0
Maggio	275,4
Giugno	2774,7
Luglio	2755,6
Agosto	2989,8
Settembre	2770,0
Ottobre	2750,0
Novembre	2700,0
Dicembre	2500,0

Tabella 56: Valori di portata ipotizzati

Il valore di agosto in grassetto è il valore ricalcolato, i valori in rosso sono valori ipotizzati considerando l'andamento dei dati dei primi mesi dell'anno: valori inferiori durante la stagione invernale che tendono ad aumentare verso la stagione estiva. Si è quindi deciso di ipotizzare valori più elevati nei mesi di settembre e ottobre e valori inferiori per i mesi successivi seguendo una diminuzione graduale.

4.3.2. Ipotesi sul potere calorifico inferiore del combustibile

L'andamento del potere calorifico derivante dalle misure fornite dall'azienda risulta avere un andamento insolito. In linea di massima essendo il cippato esposto all'aria aperta si attendono valori inferiori nei mesi estivi quando l'umidità assoluta risulta essere più elevata, e valori maggiori d'inverno in quanto l'umidità assoluta ha generalmente valori più contenuti.

E' necessario precisare che ogni tipologia di legno ha un suo proprio potere calorifico il quale può essere più o meno elevato rispetto al contenuto energetico delle altre specie. Per questo motivo non ci si può aspettare una curva parabolica perfetta con minimo in luglio/agosto e massimi a gennaio e dicembre, ma la curva attesa avrà un andamento simil-parabolico con andamento più o meno oscillante a seconda del mese e della tipologia di cippato utilizzato.

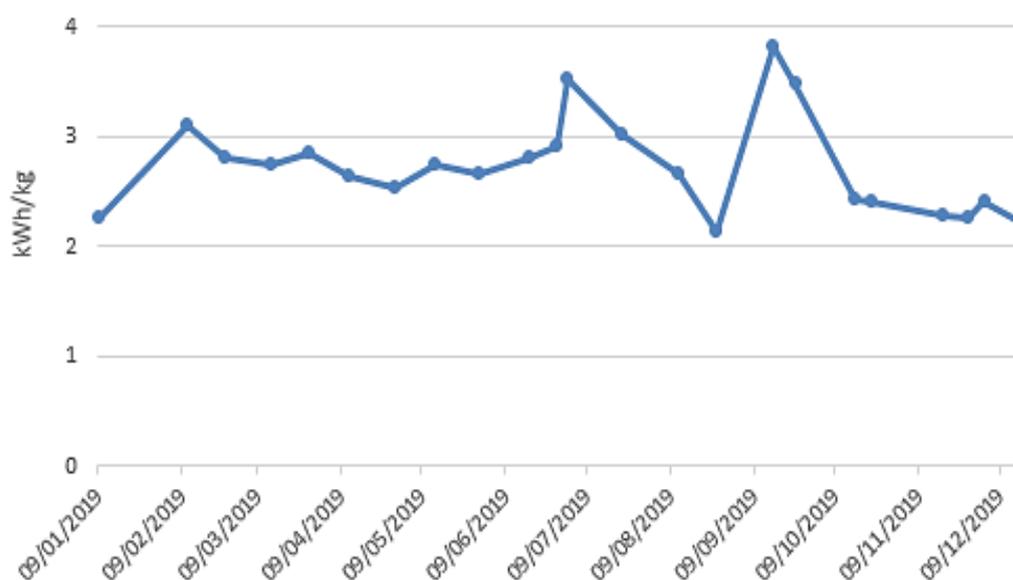


Figura 82: Misure potere calorifico inferiore del combustibile.

Al fine di ottenere valori di PCI coerenti con quanto appena affermato, come prima ipotesi è stato calcolato il potere calorifico medio sull'anno ed è stata valutata la potenza al focolare considerando i valori di portata di combustibile riadattati come indicato precedentemente (

Tabella 56). Il potere calorifico derivante dalla media di tutte le misure svolte nel corso dell'anno 2019 è pari a 2,724 kW/kg, ma i valori di potenza al focolare così calcolati portano a rendimenti del gruppo forno-caldiaia eccessivamente inferiori rispetto al rendimento di progetto pari a 86,2%.

E' stato quindi applicato l'errore relativo dell'11% sulla portata di combustibile trovato da Cugiani [33] e sono state ricalcolate le due grandezze. Anche con queste ulteriori correzioni il rendimento del gruppo forno-caldiaia risulta inverosimile soprattutto per i mesi di marzo, aprile, giugno e agosto per i quali risulta inferiore al 70%.

La Tabella 57 le figure seguenti riportano i valori di potenza al focolare e rendimento con e senza la correzione dell'11% sui valori di portata ipotizzati in precedenza.

Mese	Portata [kg/h]	Potenza al focolare [MW]	Rendimento forno-caldiaia	Potenza al focolare (-11%) [MW]	Rendimento forno-caldiaia (-11%)
Gennaio	2485,4	6,77	70%	6,02	79%
Febbraio	2657,4	7,24	66%	6,44	74%
Marzo	2761,3	7,52	61%	6,69	69%

Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)

Aprile	2846,0	7,75	61%	6,90	69%
Maggio	2745,4	7,48	63%	6,66	71%
Giugno	2774,7	7,56	61%	6,73	68%
Luglio	2755,6	7,51	62%	6,68	70%
Agosto	2989,8	8,14	54%	7,25	60%
Settembre	2770,0	7,54	63%	6,71	70%
Ottobre	2750,0	7,49	63%	6,67	70%
Novembre	2700,0	7,35	64%	6,54	72%
Dicembre	2500,0	6,81	69%	6,06	77%

Tabella 57: Ipotesi PCI medio.

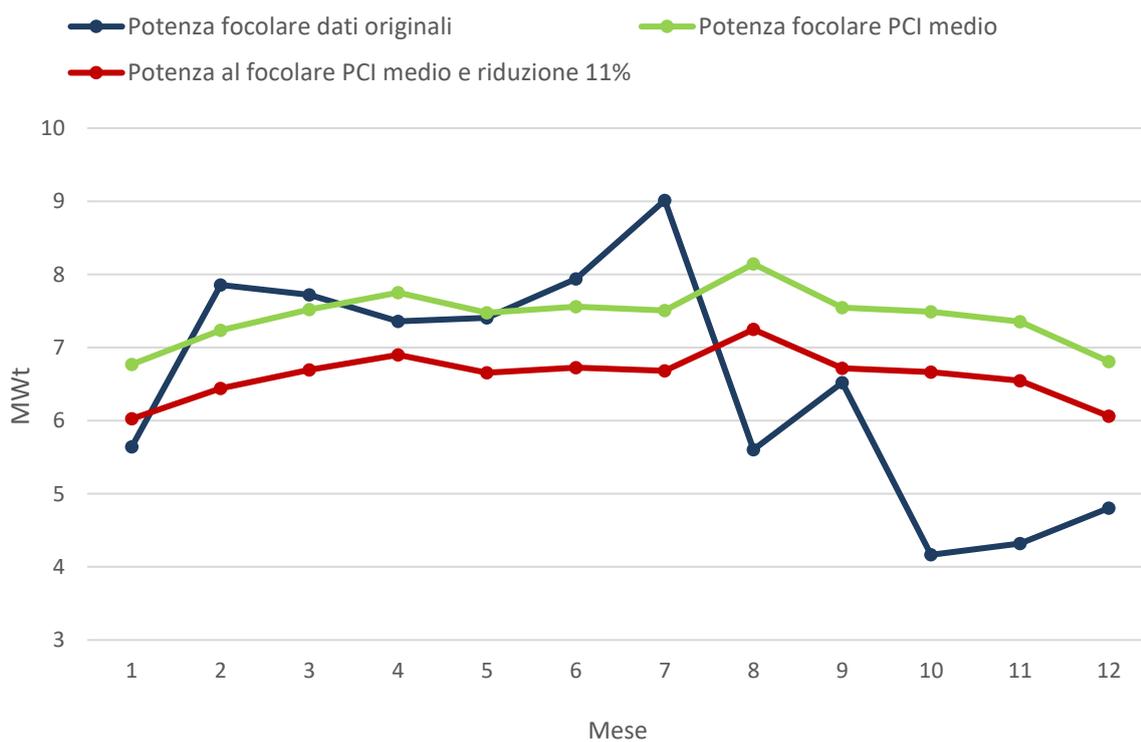


Figura 83: Potenza al focolare ipotesi PCI medio

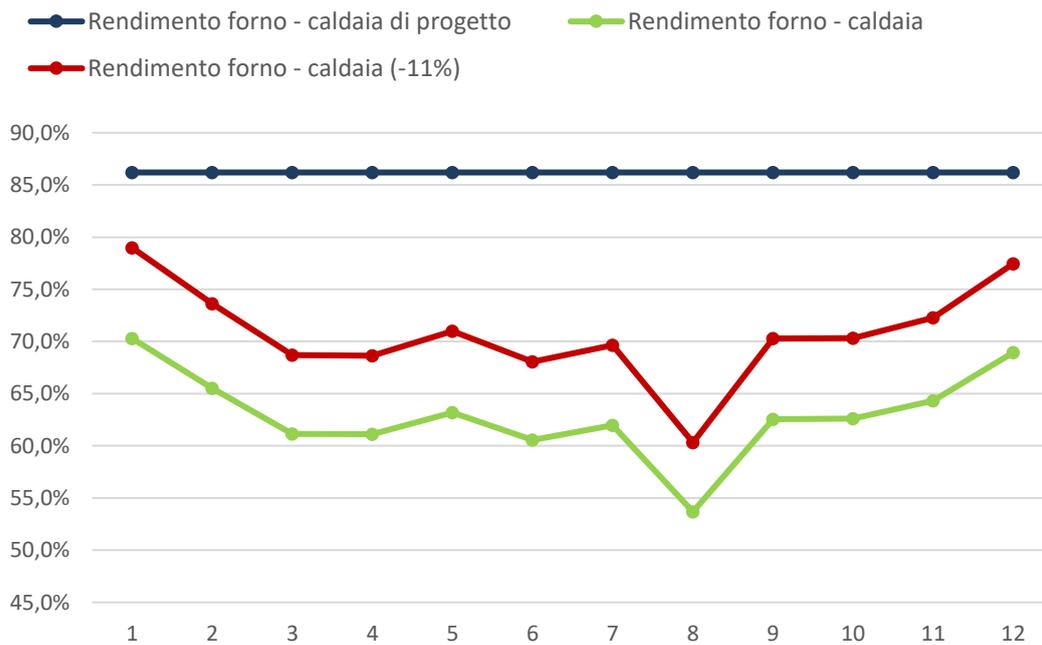


Figura 84: Rendimento forno caldaia ipotesi PCI medio

Con la correzione dell'11% sulla portata di combustibile il rendimento del gruppo forno-caldaia aumenta e si avvicina maggiormente al target di progetto, ma lo scostamento rimane ancora inverosimile come anche l'andamento stesso. Durante l'anno il rendimento varia sicuramente a causa della variazione delle temperature esterne e della tipologia di cippato, ma ci si aspetta si tratti di pochi punti percentuali. In questo caso invece tra il dato di gennaio ed il dato di agosto si rileva una differenza di circa 20 punti percentuali che risulta essere sicuramente inverosimile e priva di senso.

Il riferimento del potere calorifico inferiore medio costante durante l'anno è stato quindi scartato e si è proceduto ad una analisi più accurata considerando la variabilità del PCI durante l'anno.

Come seconda ipotesi si è scelto di adottare un procedimento inverso. Tale procedimento è stato attuato partendo dal dato di potenza al condensatore (in quanto considerato il dato rilevato più affidabile) e attraverso i rendimenti di progetto del forno-caldaia, dello scambiatore olio diatermico-olio siliconico e del ciclo ORC è stata calcolata la potenza al focolare nelle condizioni di progetto.

Considerando i dati di portata ipotizzati come indicati precedentemente si è proceduto al calcolo del potere calorifico inferiore.

Rendimento termico forno-caldaia	0,862
Rendimento scambiatore olio diatermico-olio siliconico	0,994
Rendimento termico ciclo ORC	0,796

Mese	Potenza condensatore [MW]	Potenza olio siliconico [MW]	Potenza olio diatermico [MW]	Potenza al focolare [MW]	PCI progetto [kW/kg]
gennaio	4,044	5,08	5,11	5,93	2,39
febbraio	4,023	5,05	5,08	5,90	2,22
marzo	3,906	4,91	4,94	5,73	2,07
aprile	3,966	4,98	5,01	5,81	2,04
maggio	3,934	4,94	4,97	5,77	2,10
giugno	3,731	4,69	4,72	5,47	1,97
luglio	3,771	4,74	4,77	5,53	2,01
agosto	3,821	4,80	4,83	5,60	1,87
settembre	3,814	4,79	4,82	5,59	2,02
ottobre	3,902	4,90	4,93	5,72	2,08
novembre	3,944	4,95	4,98	5,78	2,14
dicembre	3,818	4,80	4,83	5,60	2,24

Tabella 58: Metodo inverso

Coerentemente a quanto svolto precedentemente per il dato di portata del mese di agosto, anche il valore medio misurato di potenza al condensatore è stato ricalcolato considerando esclusivamente l'intervallo temporale 1-11 agosto.

Come ci si aspettava, i valori di potere calorifico ottenuti sono sensibilmente inferiori a quelli rilevati dalle misurazioni. Per rendere i valori di PCI più realistici è stata applicata una correzione maggiorativa del 15%. Successivamente è stata valutata la potenza termica al focolare ed il rendimento del gruppo forno-caldaia.

Come evidente dalla tabella seguente, i rendimenti mensili del gruppo forno-caldaia risultano essere eccessivamente inferiori al valore di progetto a 86,2%, ma comunque superiori al caso precedente in quanto tutti maggiori del 70%. Come svolto nel caso precedente, è stato applicato l'errore relativo dell'11% trovato da Cugiani alla portata di combustibile e sono stati ricalcolati i valori di potenza al

focolare e rendimento del forno-caldaia. I valori dei rendimenti così ottenuti risultano essere più verosimili e possono essere considerati affidabili in quanto compresi tra il 78% e l'82%.

PCI progetto [kW/kg]	PCI +15% [kW/kg]	Potenza al focolare [MW]	Rendimento forno-caldaia	Portata (-11%) [kg/h]	Potenza al focolare (-11%) [MW]	Rendimento forno-caldaia (-11%)
2,39	2,743	6,819	70%	2212,01	6,068	78%
2,22	2,553	6,783	70%	2365,08	6,0371	79%
2,07	2,385	6,586	70%	2457,56	5,861	78%
2,04	2,350	6,687	71%	2532,94	5,952	80%
2,10	2,416	6,633	71%	2443,41	5,903	80%
1,97	2,267	6,291	73%	2469,48	5,599	82%
2,01	2,307	6,358	73%	2452,48	5,659	82%
1,87	2,155	6,443	70%	2660,91	5,734	79%
2,02	2,321	6,431	73%	2465,30	5,723	82%
2,08	2,392	6,579	71%	2447,50	5,855	80%
2,14	2,463	6,650	71%	2403,00	5,918	80%
2,24	2,575	6,437	73%	2225,00	5,729	82%

Tabella 59: Metodo inverso.

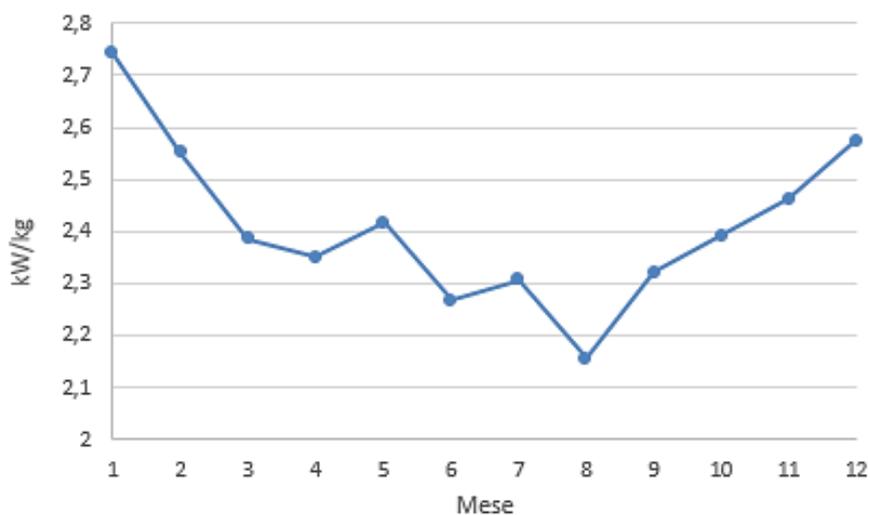


Figura 85: Potere calorifico inferiore ricalcolato.

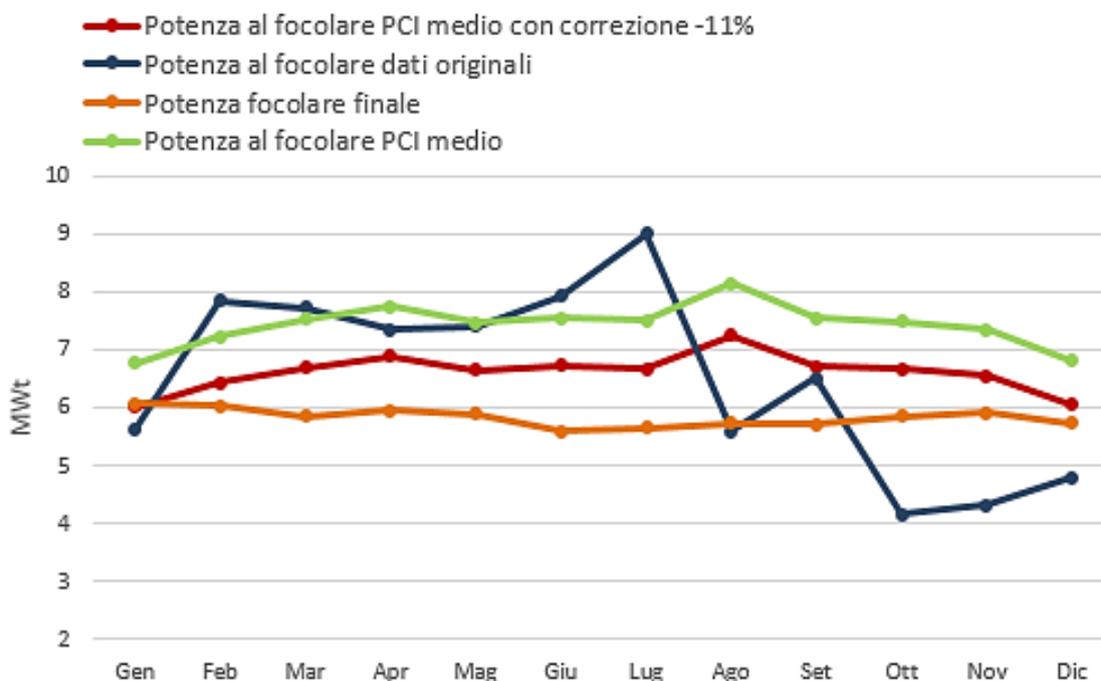


Figura 86: Confronto potenze al focolare.

L'andamento della potenza al focolare finale (linea arancione) è pressoché costante e non si rileva una diminuzione ad agosto in quanto i dati del mese sono stati ricalcolati escludendo i giorni di chiusura e i giorni poco affidabili.

Anche il rendimento si mantiene ora più costante con oscillazioni entro i 5 punti percentuali.

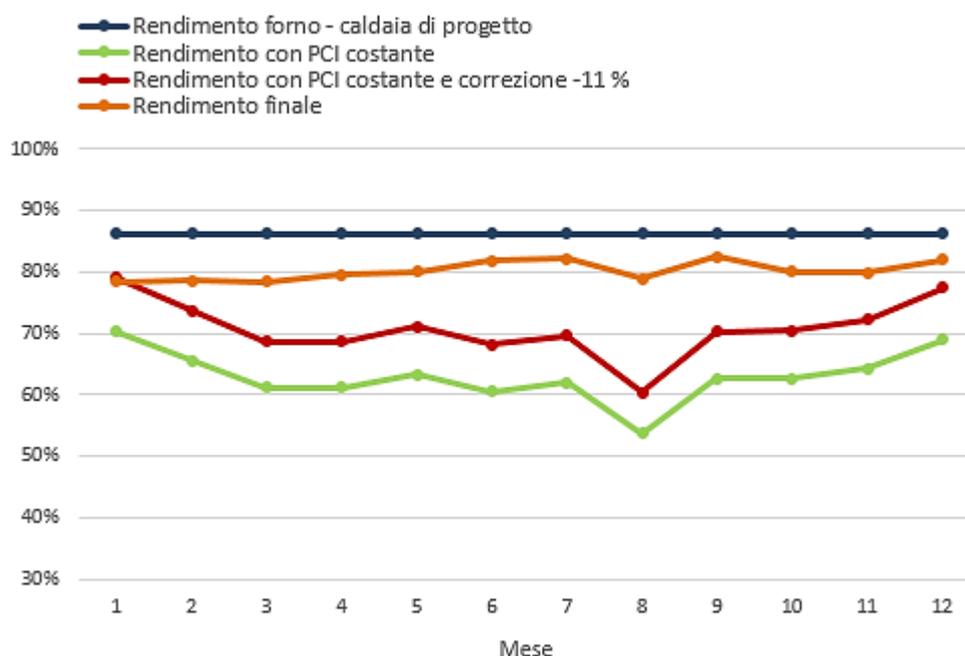


Figura 87: Rendimento forno-caldaia.

4.3.3. Conclusioni sull'analisi dei dati

Di seguito si riportano gli andamenti della portata (di cui i dati da settembre ad agosto sono ipotizzati) e del potere calorifico ricalcolato come descritto precedentemente.

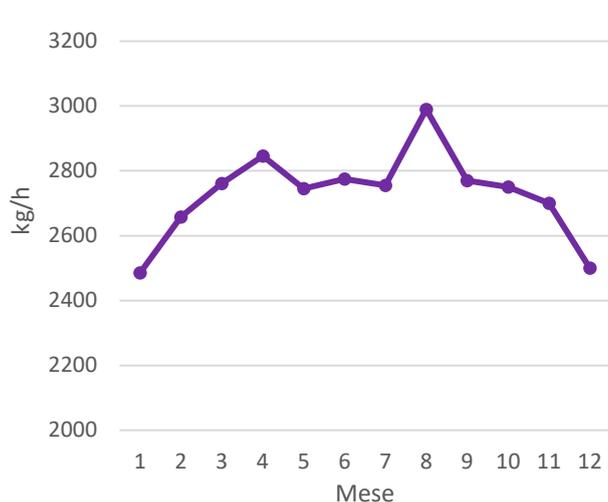


Figura 89: Portata

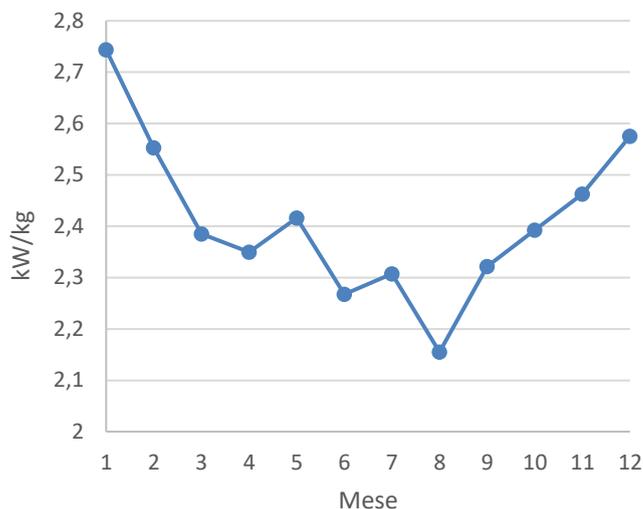


Figura 88: Potere calorifico

Come si vede in Figura 89 e Figura 90, all'aumentare del potere calorifico diminuisce la portata. Questo andamento è coerente con l'andamento della potenza all'olio che si mantiene pressoché costante; potenza all'olio costante implica potenza al focolare pressoché costante perché il rendimento del gruppo forno caldaia deve variare di pochi punti percentuali durante l'anno.

Gli andamenti finali delle grandezze considerate sono riportati di seguito. Di questi, solo la potenza al focolare è stata ricalcolata e riadattata rispetto ai dati di partenza forniti dal produttore.

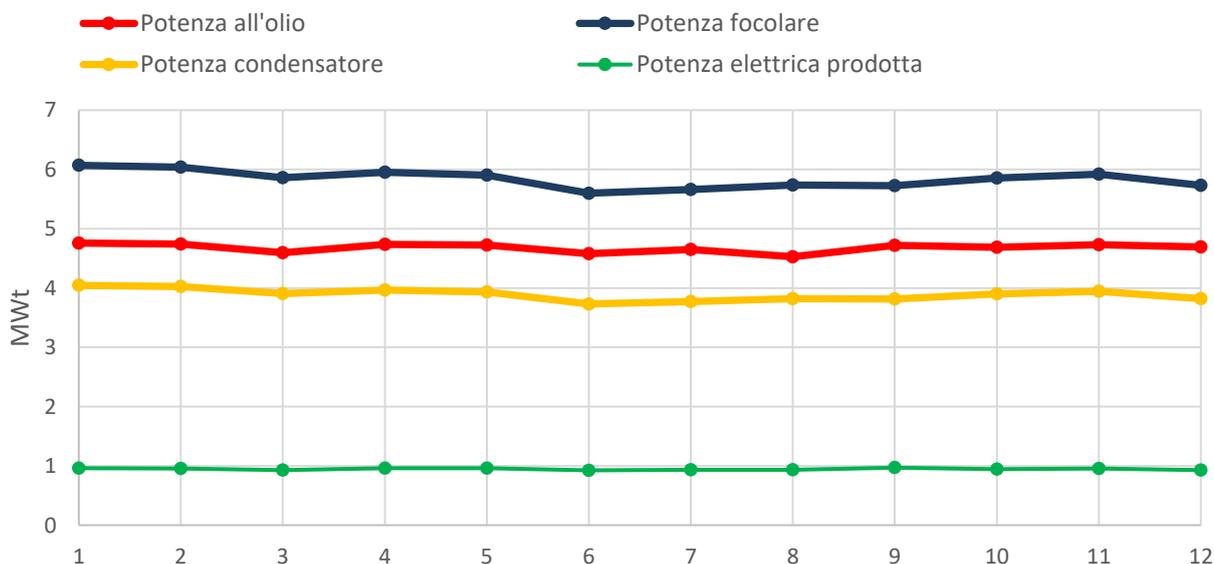


Figura 90: Andamento potenze.

Come spiegato precedentemente, dal confronto con la Figura 79, i dati di potenza non presentano più un calo durante il mese di agosto perché il dato medio utilizzato inizialmente comprendeva i valori nulli dei giorni di chiusura, ma essendo la potenza una grandezza istantanea non ha senso farne la media includendo i valori nulli durante il periodo di fermo.

La diminuzione durante il mese di agosto è invece visibile nel grafico dell'energia in quanto non essendo una grandezza istantanea la somma dell'energia al focolare o dell'energia immessa nella rete di teleriscaldamento ad agosto risulta essere inferiore rispetto agli altri mesi.

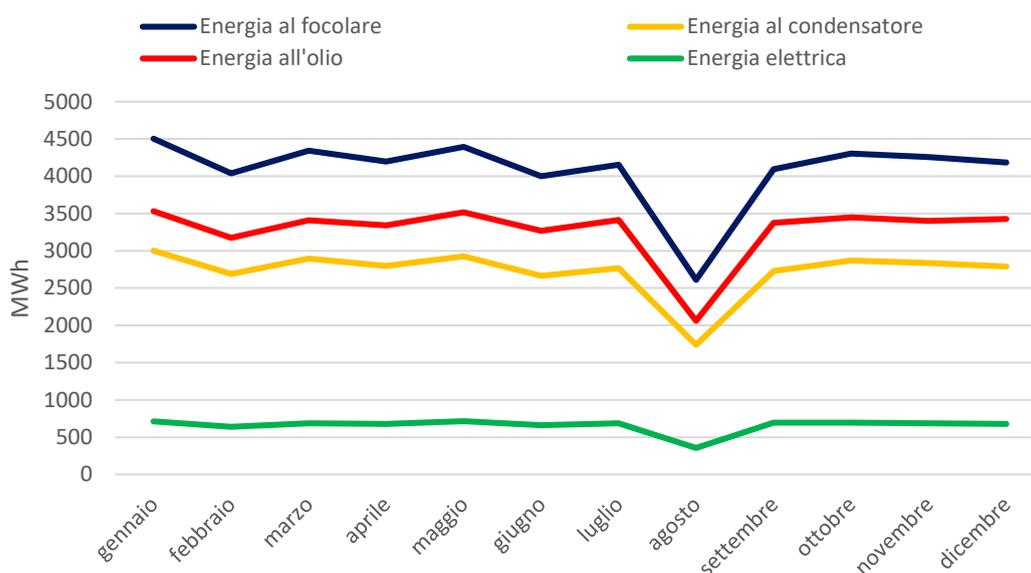


Figura 91: Energia.

La centrale di Luserna sta attualmente dissipando ancora molta dell'energia termica che produce, in particolare del totale di energia cogenerata la quota immessa in rete nell'anno 2019 è stata pari a circa il 30%; conseguentemente l'energia dissipata agli aerotermi ammonta a circa 70%. La percentuale di energia prodotta e consegnata alle utenze può essere aumentata prevedendo ulteriori allacciamenti ed ampliando l'area coperta dalle tubazioni della rete stessa.

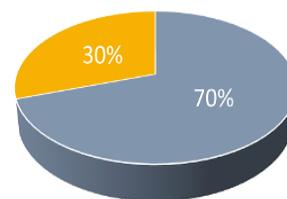
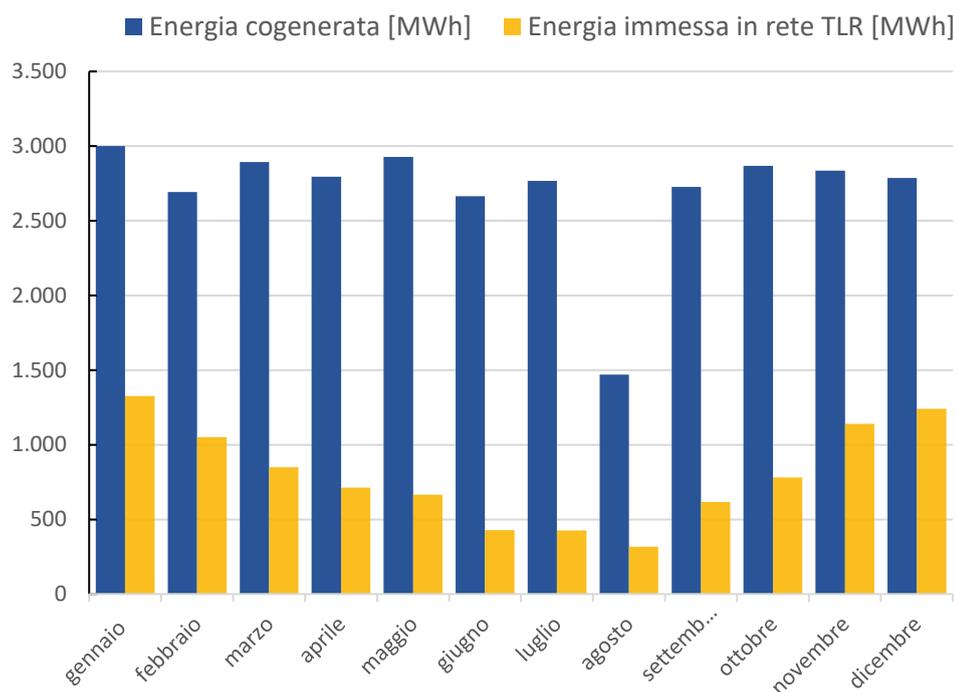


Figura 92: Energia immessa e dissipata

Figura 93: Confronto tra energia cogenerata ed energia immessa in rete durante l'anno 2019.

Trattandosi di energia termica da fonte rinnovabile è interessante valutare un possibile inserimento della rete all'interno di una ipotetica comunità energetica nel comune di Luserna S. Giovanni. Attualmente gli incentivi per le CER riguardano esclusivamente l'energia elettrica, ma non c'è alcun divieto sull'inserimento della componente termica all'interno delle comunità, anzi le comunità dell'energia, al contrario delle comunità di cittadini, includono tutte le forme di energia (elettrica, termica e gas). È probabile che in breve tempo saranno garantiti incentivi anche sull'energia termica condivisa e molti dei gestori di centrali termiche e reti di teleriscaldamento potranno mettere a disposizione delle comunità la loro produzione.

Attualmente l'inserimento della centrale di Luserna S. Giovanni all'interno di una CER viene lasciata solo come ipotesi che potrà essere affrontata e studiata una volta che saranno state stabilite le regole tecniche in materia di calore.

4.4. Utenze della rete di teleriscaldamento

La rete di teleriscaldamento della centrale si estende esclusivamente all'interno dei confini amministrativi del comune di Luserna S. Giovanni. Nel 2017 sono state allacciate le prime quattro utenze che prevedevano l'installazione di scambiatori per una potenza totale di 2013 kW_t, di cui 1750 kW_t solo per l'azienda dolciaria Caffarel. Nel 2018 e nel 2019 sono state allacciate ulteriori utenze permettendo quindi di aumentare la percentuale di potenza cogenerata immessa nella rete e di

diminuire la percentuale dissipata agli aerotermi. Al mese di dicembre 2019 le utenze allacciate risultavano essere le seguenti:

ID	Denominazione
1	SST Centrale
2	Caffarel
4	Secondario Caffarel
5	Privato
6	Condominio Edelweiss
9	Condominio De Amicis
10	Condominio La Quietè
11	Privato
12	Privato
13	Condominio Tigli
14	Condominio Tigli ACS
15	Privato
16	Condominio Monti
17	Condominio Lucerna
18	Casa Mattalia
19	Privato
20	Condominio V.le Bellonatti
21	Condominio Traforo
22	Condominio Bassotto
23	Condominio Airali
24	Condominio Palazzo del sole
25	Supermercato
26	Oratorio
27	Scuola materna
28	Unicredit
29	Privato
30	Condominio Lusernese

Tabella 60: Utenze allacciate alla rete TLR a fine 2019.

I consumi di ogni utenza sono stati calcolati a partire dalle letture rilevate dai contatori installati in corrispondenza di ogni scambiatore. Il fabbisogno termico relativo all'anno 2019 ammonta a 11.823 MWht.

Fabbisogno annuo utenze [MWh _t]	11.823
---	---------------

Di seguito di riporta la ripartizione mensile del fabbisogno energetico delle utenze della rete TLR durante l'anno 2019.

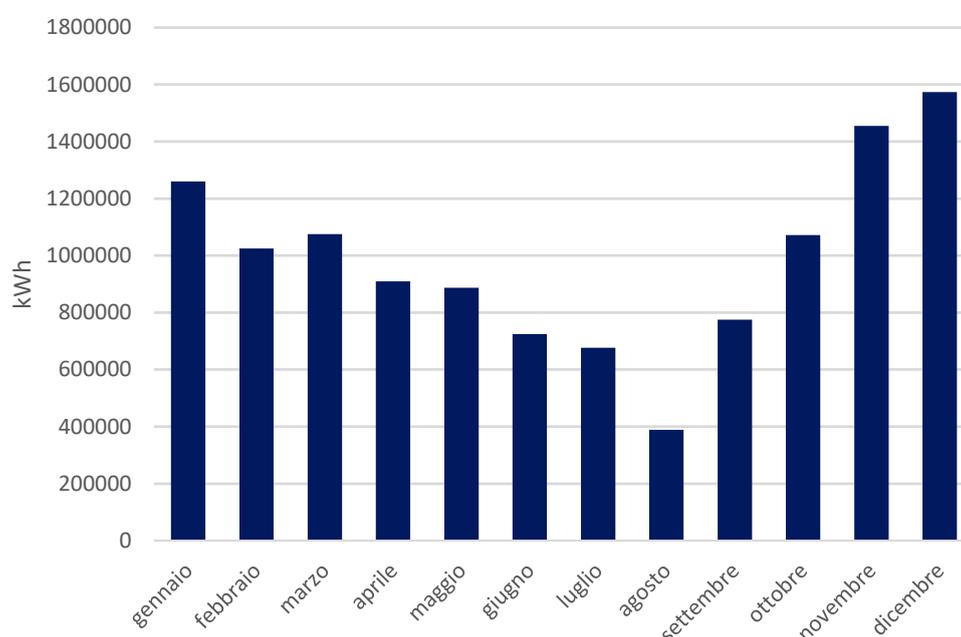


Figura 94: Energia mensile richiesta dalle utenze della rete.

Il picco di energia mensile globalmente richiesta si è avuto durante il mese di dicembre per un totale di circa 1.600 MWh, pari al 13,3% del fabbisogno annuo richiesto.

Il profilo del fabbisogno termico è quindi confrontato con i gradi giorno mensili a 20°C relativi al medesimo anno.

Mese	GG a 20°C
gennaio	565,4
febbraio	420,3
marzo	327,3
aprile	270,8

maggio	205,6
giugno	24,2
luglio	7,3
agosto	2,9
settembre	88,8
ottobre	212,5
novembre	392,2
dicembre	465
GG 2019	2982,3

Tabella 61: Gradi giorno a 20°C anno 2019.

Come atteso, in generale, all'aumentare dei gradi giorno il consumo termico risulta inferiore e viceversa.

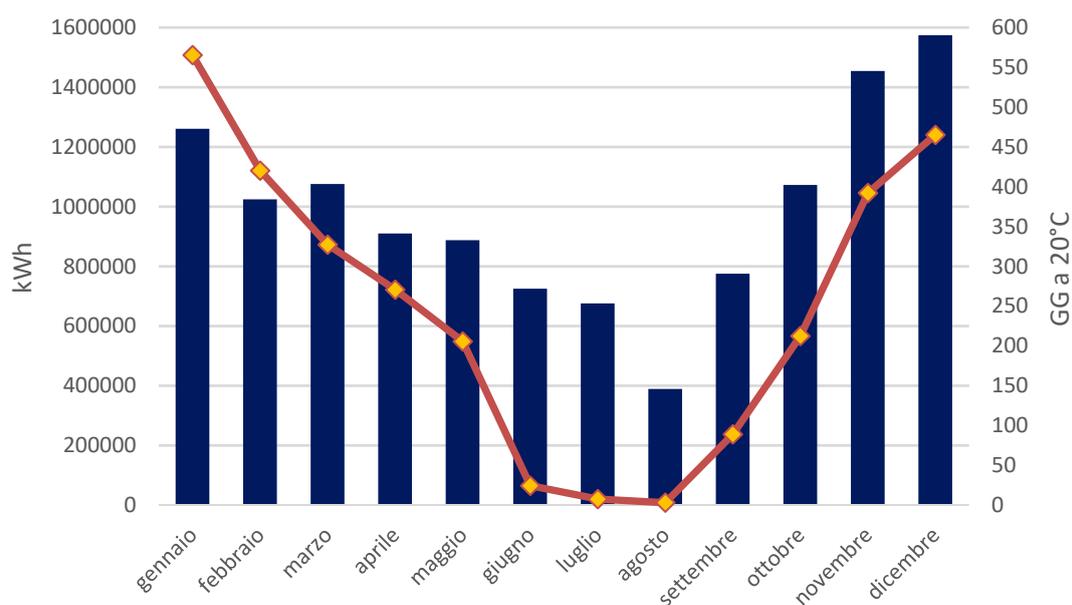


Figura 95: Confronto gradi giorno e consumi.

4.5. Rendimento della rete di teleriscaldamento

Nota il fabbisogno annuo delle utenze allacciate e nota l'energia termica immessa in rete durante stesso intervallo di tempo si può stimare il rendimento della rete di teleriscaldamento.

Fabbisogno energia utenze	7.279	[MWh _t]
Energia immessa in rete	9.557	[MWh _t]
Rendimento della rete TLR	76,16%	[%]
Perdite lungo la rete	23,84%	[%]

Tabella 62: Rendimento della rete TLR di Luserna S.G.

4.6.Valutazione allacciamento edifici comunali

Gli edifici pubblici del comune di Luserna S.G. sono attualmente serviti da ACEA Pinerolese Industriale S.p.a. Nel 2020 l'azienda "Guido Merlo" ha commissionato uno studio di ingegneria per valutare la convenienza economica per il Comune nell'effettuare il passaggio delle suddette utenze da ACEA Pinerolese Industriale S.p.A. alla rete di teleriscaldamento della centrale cogenerativa.

Alla luce di tale studio [32] il comune ha dato la sua disponibilità a diventare nuova utenza della rete, ma attualmente si trova ancora a contratto con ACEA a causa di rallentamenti dovuti all'emergenza sanitaria Covid-19.

Di seguito è stato valutato il fabbisogno degli edifici comunali ed è stata rivalutata la quota di energia cogenerata che deve essere immessa in rete a seguito dell'allacciamento.

4.6.1. Fabbisogno termico degli edifici comunali

Attualmente i fabbisogni termici degli edifici comunali di Luserna S.G. sono soddisfatti da una serie di centrali termiche a metano. Il complesso del palazzo comunale, che comprende il municipio, la scuola elementare e associazioni varie, è alimentato da una unica centrale termica. La tabella seguente riporta i modelli di caldaia, le potenze termiche installate e le potenze termiche da contratto delle utenze.

Utenza	Modello caldaia	Potenza termica Installata [kW]	Potenza da contratto [kW]
Elementari S.Giovanni	/	/	190
Ex asilo nido via Pralafera	ICI Monolite 95 Rinnai Infinity N26e (ACS)	113	130
Caserma dei Carabinieri/Vigili del Fuoco	ICI Monolite 95	113	93

Impianto cogenerativo e rete TLR di Luserna S. Giovanni (TO)

Municipio/scuola elementare/associazioni varie	2 caldaie ICI Monolite 550 JB	1400 (2 x 700)	1160 (2 x 580)
Elementari Luserna Alta	ICI Monolite 95	113	115
Impianti sportivi	2 x ICI Monolite 550 JB	1400 (2 x 700)	960 (2 x 480)
Nuova scuola media	Viessmann Vitocrossal 300	285	372

Tabella 63: Centrali termiche degli edifici comunali di Luserna S. Giovanni.

I consumi in standard metri cubi (smc) contabilizzati da ACEA Pinerolese per la stagione 2018-2019 sono riassunti come segue [34]:

Edificio	PDR	Consumo [smc]
Elementari S.Giovanni	00881407246858	16.594
Ex asilo nido via Pralafera	00881407246849	9.599
Caserma dei Carabinieri/Vigili del Fuoco	00881407246821	9.030
Municipio/scuola elementare/associazioni varie	00880000195937	79.874
Elementari Luserna Alta	00881407247232	11.299
Impianti sportivi	00881404107193	121.775
Nuova scuola media	00881406765402	18.140

Tabella 64: Edifici comunali, PDR e consumi stagione 2018-2019 [34].

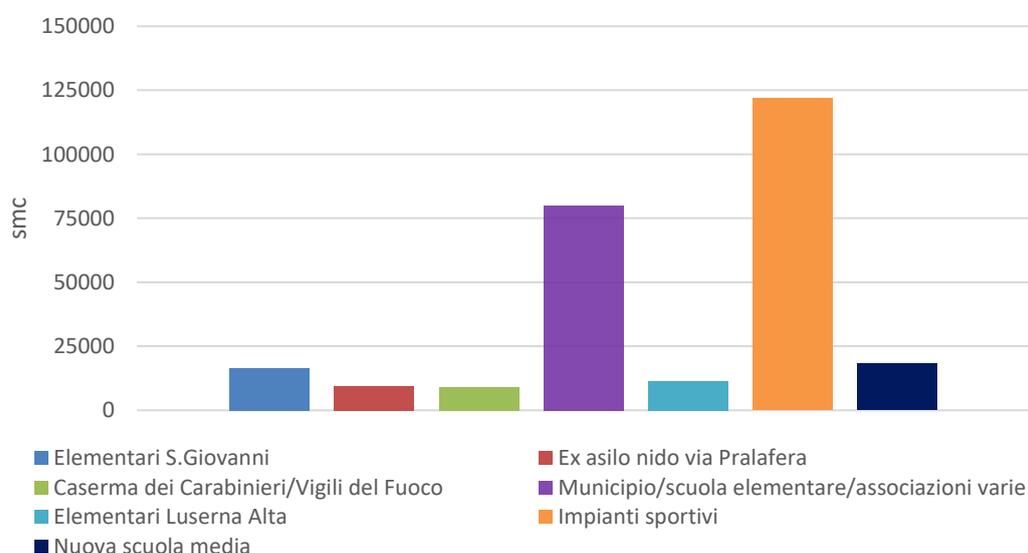


Figura 96: Consumi stagione 2018-2019.

Come evidente in Figura 96, l'impianto sportivo e il palazzo comunale sono gli edifici pubblici più energivori. Al fine di valutare la quota di energia prodotta per cogenerazione dalla centrale che deve essere ulteriormente immessa in rete per garantire i fabbisogni termici delle utenze comunali è necessario conoscere il consumo degli edifici in termini di kWh applicando la conversione da smc a kWh_t. A tal fine è stato calcolato i rendimenti delle singole centrali termiche a partire dalle fatture degli edifici i cui consumi sono contabilizzati ad energia termica. Noti i consumi termici fatturati da ACEA e noti i consumi di gas naturale (smc) è possibile calcolare i rendimenti delle centrali tenendo in considerazione il fattore di conversione pari a 9,6 kWh/smc.

$$\frac{Energia_{utile}}{Consumo_{gas}} \cdot \frac{1}{9,6} = \eta_{centraletermica}$$

Come descritto nella relazione tecnica dell'azienda Syneco [32], in via cautelativa sono stati assunti i seguenti rendimenti:

Edificio	Rendimento della centrale termica
Impianti sportivi	0,90
Tutte le altre utenze	0,85

Tabella 65: Rendimenti centrali termiche.

Il fabbisogno termico annuo in termini di kWh_t delle utenze comunali può quindi essere calcolato operando il prodotto della quantità di combustibile in smc per il rendimento delle singole centrali termiche per il fattore di conversione 9,6 kWh/smc:

$$Energia_{edificio} = Vol_{comb} [smc] \cdot \eta_{centrale} \cdot 9,6 \left[\frac{kWh}{smc} \right]$$

Edificio	Fabbisogno termico edifici [kWh _t]
Elementari S.Giovanni	135407
Ex asilo nido via Pralafera	78001
Caserma dei Carabinieri/Vigili del Fuoco	73685
Municipio/scuola elementare/associazioni varie	651772
Elementari Luserna Alta	91629

Impianti sportivi	1052136
Nuova scuola media	148022
Totale annuo	2230652

Tabella 66: Fabbisogno termico utenze comunali.

La quantità di energia aggiuntiva che deve essere immessa in rete dalla centrale durante la stagione di riscaldamento si calcola tenendo conto dell'efficienza della rete di teleriscaldamento stimata precedentemente.

$$Energia\ annua\ aggiuntiva = \frac{Energia_{edifici}}{\eta_{TLR}} = \frac{2230652\ kWh}{0.8083} = 2759,7\ MWh_t$$

Considerando che durante l'anno 2019 l'ammontare di energia cogenerata (ossia l'energia prodotta dalla centrale), energia immessa in rete ed energia ancora disponibile equivalgono a:

Energia cogenerata	32430	MWh
Energia immessa in rete	9557	MWh
Energia disponibile	22872	MWh

Tabella 67: Quote di energia cogenerata, immessa e dissipata.

Il fabbisogno aggiuntivo può essere ampiamente coperto dalla produzione della centrale. In questo caso i nuovi valori di energia equivarrebbero a:

Energia cogenerata	32430	MWh
Energia immessa in rete	12317	MWh
Energia disponibile	20113	MWh

Tabella 68: Nuove quote di energia a seguito dell'allacciamento degli edifici comunali.

Considerando i consumi della stagione termica 2018-2019, l'allacciamento consentirebbe di ridurre l'energia attualmente dissipata del 12% circa.

4.6.2. Valutazione in caso di stagione invernale rigida

La stagione invernale 2018-2019 di cui sono stati considerati i fabbisogni è stata una stagione particolarmente mite in quanto caratterizzata da un numero di gradi giorno più elevato rispetto ad altri anni.

Dal confronto del numero di gradi giorno a 20°C delle stagioni invernali dal 1992 al 2020 è evidente un andamento tendenzialmente decrescente dovuto all'aumentare delle temperature medie. Di conseguenza ci si può aspettare che anche il consumo di energia termica per il riscaldamento possa avere lo stesso trend.

Di seguito si riportano i dati consultabili sul sito Arpa Piemonte [35] relativi alla stagione di riscaldamento convenzionale (15 ottobre – 15 aprile) degli anni 1992-2020 a Luserna San Giovanni.

Anno	GG 20°C	Anno	GG 20°C
1992	3043	2007	2476
1993	2918	2008	2792
1994	2831	2009	2788
1995	2815	2010	3023
1996	3013	2011	2823
1997	2660	2012	2707
1998	2801	2013	2775
1999	2899	2014	2449
2000	2818	2015	2481
2001	2692	2016	2574
2002	2858	2017	2517
2003	2770	2018	2779
2004	2932	2019	2483
2005	2774	2020	2383
2006	3029		

Tabella 69: Gradi giorno a 20°C a Luserna San Giovanni 15/10-15/04 dal 1992 al 2020

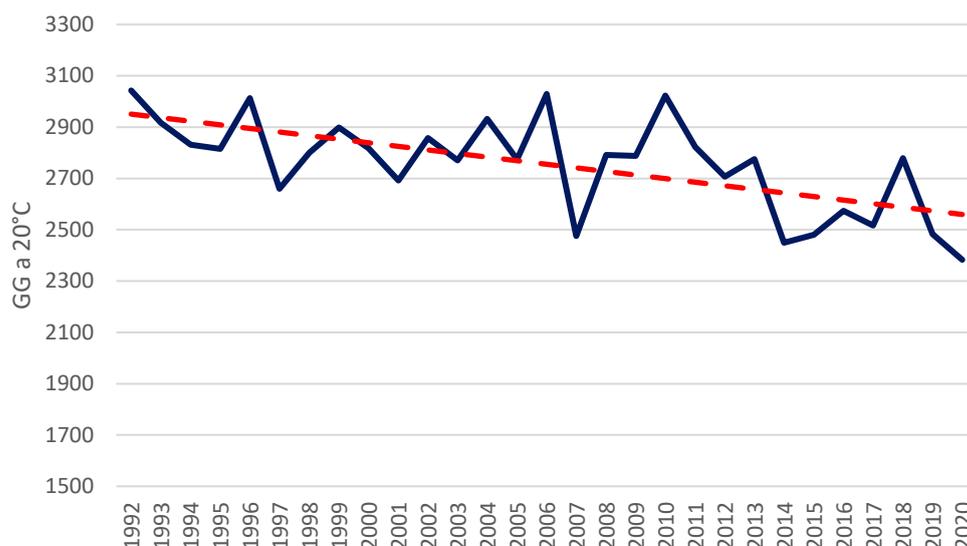


Figura 97: Andamento gradi giorno 1992-2020.

È da precisare che Luserna San Giovanni ricade in zona climatica F ($GG > 3.000$) per cui la stagione di riscaldamento è estesa dal 5 ottobre al 22 aprile.

Alla luce di queste considerazioni si è voluto valutare a quanto ammonterebbe il fabbisogno termico durante una stagione invernale più rigida. Considerando i gradi giorno a 20°C della stagione 2018-2019 e della stagione 1991-1992 è stata ipotizzata una dipendenza direttamente proporzionale tra gradi giorno e fabbisogno termico ed è stato calcolato il fabbisogno termico di cui gli edifici comunali necessiterebbero durante una stagione invernale rigida come quella del '91-'92.

Stagione di riscaldamento (5 ottobre – 22 aprile)	GG a 20°C	Fabbisogno termico edifici [MWht]
2018-2019	2588	2231
1991-1992	3203	2761

Tabella 70: Confronto fabbisogno termica durante una stagione mite e una stagione rigida.

I GG a 20°C della stagione '91-'92 sono pari al 23,76% in più rispetto all'ammontare dei GG della stagione 2018-2019. In base alle ipotesi definite precedentemente, la stessa percentuale vale anche per

la quantità di energia termica aggiuntiva da immettere in rete. In questo scenario l'energia termica dissipata agli aerotermini diminuirebbe del 15% circa.

4.7. Calcolo del fattore di conversione della rete di teleriscaldamento della centrale

Nell'allegato 1 art. 3.2 del DM 26 giugno 2015 [36], entrato in vigore il 1° ottobre 2015, è fatto obbligo ai i gestori di impianti di teleraffrescamento e teleriscaldamento di dotarsi di una certificazione in cui siano comprovati “i fattori di conversione in energia primaria dell'energia termica fornita al punto di consegna dell'edificio (...)”. Tale certificazione deve essere rilasciata da un ente accreditato presso ACCREDIA.

Di seguito si è proceduto ad un primo calcolo del fattore di conversione della rete di teleriscaldamento della centrale di Luserna S. Giovanni.

- Normativa tecnica vigente

La normativa tecnica vigente per il calcolo del fattore di conversione è la UNI EN 15316-4-5:2018 [37] unitamente alla norma UNI EN ISO 52000-1:2018 [37]. Per avere una più chiara comprensione è stata tenuta in considerazione anche la normativa precedente UNI EN 15316-4-5:2008 [37].

- Dati di input

I dati utilizzati per il calcolo sono i dati di progetto in quanto la normativa UNI EN 15316-4-5 del 2018 indica che per i nuovi impianti recentemente entrati in esercizio che non operano ancora nella loro configurazione finale, possono essere utilizzati i dati di design. La centrale di Luserna S.G sta lavorando in assetto parziale i quanto la quota di energia dissipata è ancora molto elevata e si prevedono ulteriori allacciamenti. I dati di esercizio presi in considerazione sono quindi i valori di progetto:

Potenza immessa lorda	5999	kW
Potenza elettrica netta	945	kW
Potenza immessa nella rete TLR	4089	kW
Potenza ai punti di consegna TLR	3305	kW
Potenza caldaia di backup a gasolio	1300	kW

Tabella 71: Dati di input per il calcolo

La potenza ai punti di consegna delle utenze è stata calcolata tenendo conto del rendimento della rete di teleriscaldamento calcolato nel paragrafo 4.5 e pari a 0,7616 [32].

I fattori di conversione dei vettori energetici (biomassa, energia elettrica e gasolio) sono indicati nella Tabella 1 dell'allegato 1 del DM 26/06/2015 e sono riportati di seguito:

Vettore energetico	f_{ren}	f_{nren}	f_{tot}
Biomassa solida	0.8	0.2	1
Elettricità	0.47	1.95	2.42
Gasolio	0	1.07	1.07

Tabella 72: Fattori di conversione per biomassa solida, elettricità e gasolio

- Formula per il calcolo

La normativa UNI EN 15316-4-5 del 2018 indica come calcolare il fattore di conversione per la rete TLR nel caso di sistemi multi-output, tra cui le centrali cogenerative.

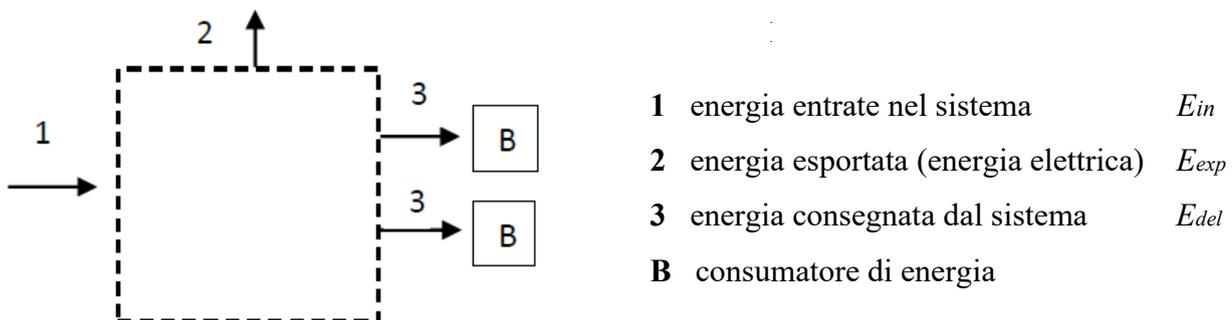


Figura 98: Schema del sistema tipo black-box [11].

L'equazione riportata nella normativa è la seguente:

$$f_{we,del} = \frac{\sum E_{in} f_{we,cr} - E_{exp} f_{we,exp}}{E_{del}}$$

dove:

$f_{we,cr}$ fattore di conversione del vettore energetico impiegato in ingresso.

$f_{we,exp}$ fattore di conversione dell'energia esportata (energia elettrica nel nostro caso).

$f_{we,del}$ fattore di conversione della rete di teleriscaldamento.

Il calcolo è stato svolto prendendo in considerazione due condizioni di input diverse.

a) Biomassa solida

Considerando la biomassa come unico vettore energetico di ingresso, i valori dei fattori di conversione rinnovabile, non rinnovabile e totale ottenuti sono pari a:

$$f_{we,del,ren} = \frac{5999 \cdot 0,8 - 945 \cdot 0,47}{3114,18} = 1,398$$

$$f_{we,del,nren} = \frac{5999 \cdot 0,2 - 945 \cdot 1,95}{3114,18} = -0,206 \rightarrow 0$$

$$f_{we,del,tot} = \frac{5999 \cdot 1 - 945 \cdot 2,42}{3114,18} = 1,192$$

Il fattore non rinnovabile risulta essere negativo; in questi casi la precedente normativa (UNI EN 15316-4- 5:2008) indicava di porlo pari a zero.

b) Biomassa solida e caldaia di backup a gasolio

Considerando sia la biomassa sia il gasolio come vettori energetici di ingresso, i valori dei fattori di conversione rinnovabile, non rinnovabile e totale ottenuti sono pari a

$$f_{we,del,ren} = \frac{5999 \cdot 0,8 + 1300 \cdot 0 - 945 \cdot 0,47}{3114,18} = 1,398$$

$$f_{we,del,nren} = \frac{5999 \cdot 0,2 + 1300 \cdot 1,07 - 945 \cdot 1,95}{3114,18} = 0,240$$

$$f_{we,del,tot} = \frac{5999 \cdot 1 + 1300 \cdot 1,07 - 945 \cdot 2,42}{3114,18} = 1,639$$

5. Conclusioni

Le Comunità dell'energia rappresentano una possibilità concreta nella transizione energetica da sistemi concentrati alimentati a fonti fossili a sistemi distribuiti con impianti di produzione a fonti rinnovabili.

Le aree montane, tra cui la Val Pellice, sono tra i territori più adatti per la realizzazione di comunità energetiche in quanto dispongono di diverse tipologie di fonti rinnovabili, in particolare: energia solare, idroelettrica e da biomassa forestale. Inoltre, sono spesso presenti associazioni denominate Comunità Montane che favoriscono la coesione sociale e l'aggregazione dei cittadini.

A Bobbio Pellice (TO) è possibile realizzare una Comunità Energetica Rinnovabile con tempi di ritorno dell'investimento inferiori a 4 anni grazie alla cessione da parte di privati dell'impianto mini-idroelettrico la cui realizzazione è prevista entro l'anno 2021.

In quanto produttori di energia, i proprietari dell'impianto non possono far parte della Comunità, ma possono cedere in detenzione la centrale idroelettrica ai membri della CER. Questa scelta risulta essere particolarmente conveniente in quanto oltre alla remunerazione dell'energia immessa in rete, i costi di manutenzione ed eventuali costi aggiuntivi di gestione sarebbero gestiti dagli utenti della Comunità. Dall'altra parte, i membri della CER usufruirebbero dell'energia prodotta dall'impianto senza doverne pagare i costi di realizzazione. Tale soluzione risulta quindi ottimale per entrambe le parti e consente di sfruttare energia green prodotta a partire dalle risorse naturali del proprio territorio. Oltre alla fonte idroelettrica è possibile sfruttare l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installabili da utenti privati e/o da enti pubblici. La convenienza dal punto di vista economico e di prestazione energetica (indice di autoconsumo e autosufficienza) dipende dal numero di utenti aderenti. In caso di numero di utenze domestiche residenziali inferiore a 50-80 unità è indicato lo sfruttamento della sola energia idroelettrica in quanto l'aggiunta di impianti fotovoltaici comporterebbe spese di investimento significative e l'energia prodotta non sarebbe condivisa in quanto in eccesso rispetto al fabbisogno da coprire. Nel caso in cui il numero di utenti sia elevato o siano presenti attività particolarmente energivore risulta conveniente prevedere l'installazione di impianti fotovoltaici al fine aumentare l'autosufficienza della Comunità e trarre maggiore guadagno alla fine del periodo incentivato.

La quota di energia autoconsumata collettivamente dalla Comunità (ACC) dipende dal numero e dal profilo di consumo degli utenti presenti. Dall'analisi svolta, all'aumentare del numero di utenti domestici residenziali è stato evidenziato un andamento simil-logaritmico dei ricavi, e quindi di ACC. Il massimo della curva corrisponde al massimo ricavo ottenibile dall'incentivazione dell'energia condivisa, il quale può essere realizzato con un numero di utenti-tipo residenziali domestici individuato pari a 624.

Un numero elevato di utenti consente di ottenere indici di autoconsumo prossimi all'unità a discapito di indici di autosufficienza inferiori al 10-20%. Un punto di partenza per la valutazione del numero di utenze ottimale che consente di ottenere un ritorno economico cospicuo e al contempo valori di IAC e IAS quanto più elevati possibili è il punto di intersezione delle curve dei due indici al variare del numero di utenti.

La centrale cogenerativa a biomassa nel comune di Luserna San Giovanni (TO) rappresenta una risorsa ottimale per la condivisione di energia termica da fonte rinnovabile in una futura Comunità Energetica Rinnovabile.

Dall'analisi di monitoraggio svolta è stato evidenziato che l'energia attualmente immessa nella rete di teleriscaldamento è pari a circa il 30% dell'energia totale cogenerata. Il restante 70% è dissipato tramite gli aerotermini dell'impianto. Ciò è dovuto al fatto che la rete TLR non è stata ancora completata e sviluppata come da progetto. Ulteriori allacciamenti, come l'allacciamento delle utenze comunali previsto nei prossimi mesi, consentirebbero di ridurre la dissipazione di calore in ambiente. Considerando i dati di consumo relativi alla stagione 2018-2019 degli edifici pubblici di Luserna S.G, l'allacciamento consentirebbe di diminuire l'energia dissipata di circa il 12%; ipotizzando invece una stagione invernale rigida come quella degli anni 1991-1992, la percentuale si ridurrebbe del 15%.

Attualmente gli incentivi relativi all'energia condivisa tra gli utenti di una Comunità Energetica Rinnovabile riguardano esclusivamente l'energia elettrica, ma si prevede che nel breve tempo verranno redatte regole tecniche anche per la condivisione di energia termica. In tal caso la centrale di Luserna S.G. rappresenterebbe un impianto ad energia rinnovabile capace di fornire calore green che potrebbe essere messo a disposizione per soddisfare il fabbisogno termico dei membri della Comunità. La fattibilità tecnica ed economica di tale scenario è lasciata come possibile sviluppo futuro del presente lavoro di tesi.

Appendice A

PROFILO ORARIO MUNICIPIO FERIALE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	10	10	10	10	10	52	75	75	80	85	85
1%	1%	1%	1%	1%	1%	5%	7%	7%	7%	8%	8%

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
64	65	87	86	78	60	55	21	10	10	10	10
6%	6%	8%	8%	7%	6%	5%	2%	1%	1%	1%	1%

PROFILO ORARIO MUNICIPIO FESTIVO

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

PROFILO ORARIO SCUOLA

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	10	10	10	10	10	49	49	49	49	49	28
2%	2%	2%	2%	2%	2%	8%	8%	8%	8%	8%	4%

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
28	49	49	49	49	10	10	10	10	10	10	10
4%	8%	8%	8%	8%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

PROFILO ORARIO POLIVALENTE INVERNO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
feriali (no mercol.)	10	10	10	10	10	10	10	10	20	40	80	80
mercoledì	10	10	10	10	10	10	10	10	20	40	80	80
festivi	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	80	80	40	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	80	80	40	10	10	10	20	40	40	40	40	20
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

PROFILO ORARIO POLIVALENTE MEZZA STAGIONE

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
feriali (no mercol.)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	30	50	60
mercoledì	10	10	10	10	10	10	10	10	10	30	50	60
festivi	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	60	50	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	60	50	30	10	10	10	20	40	40	40	40	20
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

PROFILO ORARIO POLIVALENTE ESTATE (GIUGNO)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
feriali (no mercol.)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	15	30	30
mercoledì	10	10	10	10	10	10	10	10	10	15	30	30
festivi	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	30	30	15	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	30	30	15	10	10	10	10	35	40	40	40	20
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

PROFILO ORARIO CENTRO CULTURALE INVERNO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
martedì	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
venerdì	10	10	10	10	10	10	10	10	60	60	60	60
feriale/festivo	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	10	60	60	60	60	60	10	10	10	10	10	10
	60	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

PROFILO ORARIO CENTRO CULTURALE MEZZA STAGIONE E ESTATE

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
martedì	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
venerdì	10	10	10	10	10	10	10	10	30	30	30	30
feriale/festivo	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	10	30	30	30	30	30	10	10	10	10	10	10
	30	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

PROFILO ORARIO UTENTE DOMESTICO RESIDENZIALE INVERNO

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
feriale	0,19	0,13	0,11	0,10	0,10	0,11	0,15	0,22	0,21	0,18	0,20	0,17
festivo	0,18	0,15	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,13	0,17	0,22	0,27	0,28
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0,21	0,20	0,20	0,20	0,20	0,23	0,29	0,36	0,35	0,33	0,28	0,21
	0,29	0,28	0,25	0,25	0,23	0,27	0,29	0,35	0,35	0,32	0,27	0,23

PROFILO ORARIO UTENTE DOMESTICO RESIDENZIALE MEZZA STAGIONE

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
feriale	0,16	0,11	0,10	0,09	0,08	0,09	0,12	0,19	0,17	0,16	0,15	0,15
festivo	0,16	0,13	0,11	0,09	0,09	0,09	0,10	0,12	0,17	0,20	0,24	0,24
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0,14	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15	0,19	0,32	0,33	0,31	0,28	0,20
	0,25	0,28	0,25	0,24	0,23	0,22	0,24	0,25	0,29	0,29	0,27	0,23

PROFILO ORARIO UTENTE DOMESTICO RESIDENZIALE ESTATE

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
feriale	0,17	0,13	0,11	0,10	0,10	0,10	0,12	0,17	0,15	0,17	0,16	0,16
festivo	0,16	0,12	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,12	0,15	0,16	0,18	0,19
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0,16	0,17	0,19	0,19	0,16	0,19	0,21	0,25	0,26	0,27	0,26	0,21
	0,22	0,22	0,19	0,20	0,19	0,18	0,19	0,22	0,24	0,26	0,24	0,19

Bibliografia

- [1] «European Commission,» [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en.
- [2] «Rinnovabili.it,» [Online]. Available: <https://www.rinnovabili.it/energia/politiche-energetiche/sostenibilita-patrimonio-costruito-comunita-energetiche/>.
- [3] PM Service , *Piccolo manuale delle comunità energetiche*, 2020.
- [4] European Union, *Renewable Directive 2001/2018/EU (RED II)*.
- [5] GSE, «Gestore dei Servizi Energetici,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/media/media-gallery/slide>.
- [6] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, «ARERA,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/20/318-20alla.pdf>.
- [7] Ministero dello Sviluppo Economico, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima».
- [8] Ricerca Sistema Energetico (RSE), «DossieRSE,» [Online]. Available: <https://dossierse.it/wp-content/uploads/2020/11/Gli-schemi-di-Autoconsumo-Collettivo-e-le-Comunita-dell-Energia.pdf>.
- [9] Regione Piemonte , «Legge Regionale n.12 del 03 agosto 2018,» [Online]. Available: <http://arianna.consiglioregionale.piemonte.it/iterlegcoordweb/dettaglioLegge.do?urnLegge=urn:nir:regione.piemonte:legge:2018;12@2021-3-12>.
- [10] GSE, «Regole tecniche - GSE,» [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20per%20accesso%20al%20servizio%20di%20valorizzazione%20e%2.
- [11] Gazzetta Ufficiale , «Gazzetta Ufficiale,» [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/12/30/19G00165/sg>.
- [12] GSE, «Autoconsumo GSE,» [Online]. Available: <https://www.autoconsumo.gse.it/>.
- [13] Assessorato alla pianificazione territoriale della Provincia di Torino, «Studio di approfondimento propedeutico alla redazione di un piano paesaggistico per la Val Pellice».
- [14] Tipi forestali del Piemonte. Metodologia e guida per l'identificazione, Blu Edizioni, 2008.

- [15] «Geoportale Piemonte,» [Online]. Available: [www,geoportale.piemonte.it](http://www.geoportale.piemonte.it) .
- [16] D. Chiabrando, *Monitoraggio della centrale cogenerativa a biomassa di Iuserna S. Giovanni (TO) e studio di fattibilità della trigenerazione*, 2018.
- [17] «SODA,» [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/web-services/atmosphere/linke-turbidity-factor-ozone-water-vapor-and-angstroembeta>.
- [18] «Atla Impianti GSE,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti>.
- [19] «Open Data Piemonte,» [Online]. Available: <https://www.dati.piemonte.it/#/home>.
- [20] Ricerca Sistema Energetico RSE, [Online]. Available: <http://www.rse-web.it/home.page>.
- [21] ARERA, «Delibera ARG/elt 29/08,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/docs/08/029-08arg.htm>.
- [22] «Fotovoltaico Nord Italia,» [Online]. Available: <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/dimensioni-pannelli-fotovoltaici-2>.
- [23] Aqu-el, «Progetto per uso energetico di acque superficiali derivazione per uso idroelettrico».
- [24] OSSBERGER, «Cross Flow turbine OSSBERGER,» [Online]. Available: <https://ossberger.de/en/hydropower-technology/ossbergerr-crossflow-turbine/>.
- [25] Città metropolitana di Torino, «Esclusione della fase di Valutazione di Impatto Ambientale N.74-25442/2018».
- [26] Gestore dei Servizi Energetici, *GSE - Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione dell'energia condivisa*.
- [27] E-distribuzione, «Comunità energetiche,» [Online]. Available: <https://www.e-distribuzione.it/a-chi-ci-rivolgiamo/casa-e-piccole-imprese/comunita-energetiche.html>.
- [28] GSE, «Ritiro dedicato,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/regolazione-economica-del-servizio>.
- [29] ARERA, «Prezzi minimi garantiti,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/comunicati/21/210119.htm>.
- [30] Redazione Qualenergia, «Qualenergia,» [Online]. Available: <https://www.qualenergia.it/articoli/costi-piu-che-dimezzati-e-boom-di-nuovi-impianti-gli-accumuli-con-batterie-non-si-fermano-piu/>.
- [31] GSE, «Accesso agli incentivi FER elettriche,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/fer-elettriche>.

- [32] SYNECO Group Srl, «Relazione tecnico-economica, allacciamento di edifici pubblici alla rete di teleriscaldamento.,» 2020.
- [33] A. Cugiani, *Monitoraggio della Centrale Cogenerativa alimentata a cippato presso Luserna S.Giovanni*, 2016.
- [34] ACEA Pinerolese Industriale Spa, *Fatture di energia termica e consultivi stagioanali*.
- [35] «Arpa Piemonte,» [Online]. Available: <http://www.arpa.piemonte.it/>.
- [36] *DM 26 giugno 2015 - Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici*, 2015.
- [37] «UNI,» [Online]. Available: <https://www.uni.com/>.
- [38] *Renewable Directive 2001/2018/EU (RED II)*.
- [39] F. Micheli, P. Pinamonti, M. Reini, and R. Taccani, *Performance Analysis and Working Fluid Optimization of a Cogenerative Organic Rankine Cycle plant*, 2013.
- [40] ARERA, *Delibera n.318/2020/R/EEL*.