



La borsa di dottorato è stata finanziata con risorse del
Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (CUP H29J21000150006)
Piano Stralcio “Ricerca e innovazione 2015-2017
Dottorati a tema vincolato – Aree interne e marginalizzate

Università della Calabria

Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Energetica e Gestionale

Dottorato di ricerca in Ingegneria Civile ed Industriale
Ciclo XXXVI

Titolo Tesi

*Analisi tecno-economica di una comunità di energia rinnovabile per il
comune di Soveria Mannelli (CZ)*

Settore Scientifico Disciplinare: ING-IND/11

Coordinatore:

Ch.mo Prof. Ing. Domenico Mundo

Firma _____



Mundo Domenico
01.10.2024
17:17:02
GMT+02:00

Supervisore:

Prof. Ing. Roberto Bruno

Firma _____



Roberto Bruno
30.09.2024 18:14:24
GMT+02:00

Dottoranda:

Dott.ssa Ing. Daniela Cirone

Firma _____



Daniela Cirone
30.09.2024
16:29:44
GMT+02:00

Arcavacata de Rende

Anno accademico 2023/2024

	Indice
Indice	1
1 Capitolo 1 Introduzione e Motivazioni	1
1.1 Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (FSC) nell'ambito del Piano Stralcio “Ricerca e Innovazione 2015-2017”	2
1.2 La strategia Nazionale delle Aree Interne	2
1.3 Scopo e obiettivi	5
2 Capitolo 2 Stato dell’Arte e Research Gap	11
2.1 Le Comunità Energetiche Rinnovabili nel panorama scientifico	12
2.2 Casi studio e meccanismi economici delle CER	14
2.3 Profili orari e meter	16
2.4 L’integrazione di teleriscaldamento e biomassa nelle CER	18
3 Capitolo 3 Il panorama Normativo Italiano ed Europeo	22
3.1 Il panorama Normativo Italiano ed Europeo	23
3.2 Politica e strategia energetica europea	23
3.3 Le normative di recepimento degli stati membri	29
3.4 Il quadro normativo italiano	31
3.5 Il decreto CER e le regole operative CACER e TIAD	38
3.6 Gli incentivi statali previsti per la costituzione delle CER	40
3.6.1 Aree di mercato e andamento medio del prezzo	43
3.7 Sintesi del processo di normazione comunitario ed italiano	44
4 Capitolo 4 Metodologia: software e apparato sperimentale	48
4.1 Simulazioni dinamiche per la definizione di profili orari	49
4.2 Il monitoraggio e i meters	52
4.2.1 Il monitoraggio dei consumi elettrici degli edifici	52
4.2.2 Il monitoraggio di impianto geotermico	56
4.3 Valutazione e conversione della biomassa	64

4.4	Valutazioni energetiche ed ambientali	71
4.5	Analisi economica di sistemi solari e a biomassa nel contesto delle comunità energetiche	76
5	Capitolo 5 Analisi dello stato di fatto energetico del territorio	78
5.1	La collaborazione con il comune di Soveria Mannelli: criticità e punti di forza.	79
5.2	La situazione energetica nazionale ed europea	82
5.3	L'analisi dello storico dei consumi elettrici	84
5.3.1	L'illuminazione pubblica	85
5.3.2	Gli altri centri di costo comunali	87
5.4	La definizione di profili orari per lo studio delle CER	99
5.4.1	I profili orari per i sistemi HVAC	106
5.4.2	I contatori di energia per la definizione di reali curve di carico	109
6	Capitolo 6 La biomassa locale per la CER	116
6.1	Background	117
6.2	Classificazione e analisi della biomassa del Reventino	118
6.3	Processo di conversione della biomassa e gassificazione	123
6.4	La rete ferroviaria Catanzaro-Cosenza: un potenziale da rivalutare per l'approvvigionamento della biomassa	128
7	Capitolo 7 CER e Autoconsumo: il Solare Fotovoltaico	130
7.1	Valutazione del fattore di simultaneità tra produzione fotovoltaica e domanda elettrica	131
7.1.1	Validazione del modello	137
7.1.2	Studio parametrico	139
7.2	Studio parametrico e analisi tecnico economica di scenari per la progettazione comunità energetiche rinnovabili	144
7.2.1	Analisi parametrica	146
7.2.2	Benefici ambientali e riduzione di CO ₂	152
7.2.3	Analisi economica	153
7.3	Analisi economica aggiornata alle disposizioni del Decreto CER	158

8	Capitolo 8 CER e Autoconsumo: Energia dalla Biomassa	166
8.1	La cogenerazione e le comunità energetiche	167
8.2	Cogenerazione con turbina a gas	171
8.2.1	Modellazione del sistema con motore primo turbogas	173
8.2.2	Analisi dei risultati: valutazioni energetiche ed ambientali	181
8.3	Cogenerazione con motore primo endotermico	190
8.3.1	Modellazione del sistema con motore primo a combustione interna	191
8.3.2	Analisi dei risultati: valutazioni energetiche ed ambientali	198
8.4	Analisi costi-benefici	205
	Conclusioni	210
	Bibliografia	215
	Conferenze e Pubblicazioni	222
	Articoli di rivista	222
	Conferenze	224
	Allegati	226

Capitolo **1**

Introduzione e Motivazioni

Nel corso degli ultimi anni si è radicata l'idea che le aree interne sono cluster di funzioni produttive nuove ed interessanti e che possono svolgere una importante funzione nel nuovo modello di sviluppo economico sostenibile della Nazione. La Strategia Nazionale delle Aree Interne mira innanzitutto al riconoscimento di questo potenziale e alla ripresa economica e sociale del territorio, creando nuove opportunità di lavoro e migliorando i servizi collettivi.

La ricerca proposta si inquadra proprio in questo contesto, ed in particolare si pone come obiettivo la valorizzazione del capitale naturale e l'attivazione di filiere di energie rinnovabili in una visione globale di sostenibilità ambientale.

Il Comune di Soveria Mannelli si colloca perfettamente in questa prospettiva. Ricco e fiorente centro industriale, si distingue per la sua particolare attenzione al tema dell'efficientamento energetico.

1.1 Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (FSC) nell'ambito del Piano Stralcio “Ricerca e Innovazione 2015-2017”

Il Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (FSC) [1] è, congiuntamente ai Fondi Strutturali Europei, lo strumento finanziario principale attraverso cui vengono attuate le politiche per lo sviluppo della coesione economica, sociale e territoriale e la rimozione degli squilibri economici e sociali in attuazione dell'articolo 119, comma 5, della Costituzione italiana e dell'articolo 174 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea [2].

Il Piano Stralcio “Ricerca e Innovazione 2015-2017” [3] invece, si configura come strumento programmatico e finanziario a sostegno dell'attuazione della programmazione unitaria in materia di ricerca e innovazione delineata nell'ambito del Programma Nazionale per la Ricerca (PNR) [4]. Le linee di rilevanza strategica sono diverse, tra cui quella del capitale umano, quella delle Infrastrutture di ricerca e di cooperazione pubblico-privata e ricerca industriale.

Nell'ambito del Piano Stralcio «Ricerca e innovazione 2015-2017», approvato con Delibera del CIPE n.1 del 1° maggio 2016 e finanziato a valere sulle risorse del Fondo per lo Sviluppo e la Coesione (FSC), sono state rese disponibili risorse dedicate esclusivamente al finanziamento di borse di ricerca incentrate sulle tematiche afferenti alle aree interne e marginalizzate del Paese. In particolare, tali risorse sono destinate per l'80% alle Università la cui sede principale è ubicata nelle regioni del Mezzogiorno, tra cui la Calabria, e per il 20% agli Atenei aventi sede principale nei territori delle regioni del Centro - Nord.

1.2 La strategia Nazionale delle Aree Interne

La Strategia Nazionale per le Aree Interne (SNAI) [5] è una politica nata nel 2013 promossa dall'Agenzia per la Coesione Territoriale che mira alla riattivazione delle aree e delle municipalità remote del Paese. Rappresenta inoltre, una azione diretta al sostegno della competitività territoriale sostenibile, al fine di contrastare, nel medio periodo, il declino demografico che caratterizza le aree interne del Paese. L'obiettivo è creare nuove possibilità di reddito e di assicurare agli abitanti l'accessibilità ai servizi essenziali (trasporto pubblico locale, istruzione e servizi sociosanitari) nonché di migliorare la manutenzione del territorio stesso.

La SNAI è sostenuta sia dai fondi europei (FESR, FSE e FEASR) per il cofinanziamento di progetti di sviluppo locale, sia da risorse nazionali.

La procedura che porta al finanziamento dei singoli progetti sul territorio si articola in tre fasi principali:

- Selezione delle aree, attraverso una procedura di istruttoria pubblica, svolta congiuntamente da tutte le Amministrazioni centrali presenti all'interno del Comitato Tecnico Aree Interne e dalla Regione o Provincia autonoma interessata;
- approvazione della Strategia d'area da parte del Dipartimento per le Politiche di Coesione;
- sottoscrizione dell'Accordo di Programma Quadro, attraverso cui le Amministrazioni Centrali, le Regioni e i territori assumono gli impegni per l'attuazione degli obiettivi definiti nelle Strategie d'area.

La politica di coesione, tramite gli Accordi di partenariato, ha definito una modalità di identificazione di questi territori, collegata alla loro perifericità rispetto ai centri urbanizzati e di offerta dei servizi essenziali di salute, istruzione e mobilità. Utilizzando tale metodo, in considerazione della maggiore o minore facilità nel raggiungimento dei Poli (ossia i comuni in grado di offrire una serie di servizi essenziali integrati, ovvero un'articolata offerta scolastica secondaria, un ospedale sede di DEA di I livello e almeno una stazione ferroviaria di categoria silver), le aree interne 2014-2020 sono state distinte in: Aree di Cintura (20 minuti di automobile per il raggiungimento dei Poli), Aree Intermedie (fino a 40 minuti di percorrenza di automobile), Aree Periferiche (fino a 75 minuti di percorrenza di automobile) ed, infine, Aree Ultraperiferiche (oltre 75 minuti di percorrenza di automobile). Sulla base di tale mappatura, l'Accordo di partenariato identifica le aree interne come il complesso dei comuni afferenti alle aree intermedie, periferiche e ultra-periferiche.

Le 72 aree interne selezionate per il ciclo di programmazione 2014-2020 comprendono 1.060 comuni con circa 2 milioni di abitanti (2020), interessano un territorio di circa 51.000 km² e rappresentano il 13,4% di tutti i Comuni italiani e il 26% dei Comuni classificati come aree Interne; il 3,4% della popolazione nazionale e il 15,5% della popolazione residente nei Comuni classificati come aree Interne; il 17% di tutta la superficie nazionale e il 28,4% del totale della superficie di tutte le aree Interne italiane.

Tutte e 72 le aree interne, selezionate nel corso della programmazione 2014-2020, hanno definito la propria Strategia d'area e tra queste è stata approvata la Strategia dell'area interna

del Reventino-Savuto, che abbraccia 14 Comuni calabresi tra le province di Cosenza e Catanzaro. L'area è situata nella parte centro-settentrionale della Regione, alle pendici dell'altopiano della Sila, e i centri che la compongono hanno un'altitudine media di 750 metri sul livello del mare. Nei Comuni dell'area vivono 21.535 abitanti, con una densità di 61 abitanti per chilometro quadrato, inferiore alla media regionale e nazionale, in quanto tra il 1971 e il 2011 è emigrato circa un quarto della popolazione.



Figura 1.1 Carta geografica delle Aree Interne 2014-2020 [6]

Se i dati relativi all'agricoltura dell'area Reventino-Savuto denotano territori in difficoltà (solo un quinto della Superficie agricola è effettivamente utilizzata), i dati raccolti dalla Strategia Nazionale Aree Interne fanno emergere un territorio “forte” dal punto di vista produttivo. Al comparto manifatturiero afferisce un'impresa su dieci tra quelle attive, valore che è al di sopra sia di quanto rilevato in Calabria (7,3%) che in Italia (9,5%). I settori di attività sono legno-arredo, editoria, tessile, design, produzione di sedie e agroindustria (con particolare riferimento alla filiera lattiero-casearia, dei salumi e dei prodotti del sottobosco). In questa visione sono ritenuti prioritari i progetti nelle filiere dell'agroalimentare e del bosco-legno.

Le classi di azioni previste dalla Strategia del Reventino-Savuto sono due: l'adeguamento dei servizi essenziali di Scuola, Sanità e Mobilità e la Progettualità di sviluppo locale. In questo secondo punto rientrano due aspetti che verranno largamente attenzionati in questo lavoro di ricerca: la tutela attiva del territorio e la valorizzazione di filiere di energia rinnovabile.

1.3 Scopo e obiettivi

La recente innovazione del quadro legislativo relativo alle comunità energetiche ha stimolato nuovi interessi nella ricerca. L'argomento non è tecnicamente delimitato, poiché ha un impatto su molti aspetti come l'ambiente, la politica e le scienze sociali. I cittadini, le autorità locali, le PMI e i gestori dei sistemi di distribuzione sono gli attori coinvolti nell'universo di una comunità di energia rinnovabile e che utilizzano l'infrastruttura pubblica per condividere l'energia.

Negli ultimi due decenni, comuni, municipalità e imprese hanno iniziato a produrre la propria energia, principalmente con piccoli impianti fotovoltaici privati. Oggi il concetto di autoproduzione è abbastanza noto con il termine "prosumer" per indicare un consumatore che è anche produttore. Ad affiancare questa prospettiva vi è il fermento intorno alla valorizzazione delle risorse energetiche nelle Aree interne e all'attivazione delle filiere locali di energia rinnovabile promosse dalla Strategia Nazionale per le Aree Interne.

Il progetto oggetto del seguente elaborato si focalizza dunque sulle tematiche dell'efficienza e del risparmio energetico coadiuvando le esigenze generali di razionalizzazione dei consumi energetici delle aree interne con la necessità di apportare innovazione e competitività in un territorio fortemente penalizzato. Oltretutto, si vuole utilizzare la CER come strumento in grado di valorizzare le risorse potenziali e

sottoutilizzate per innescare processi di crescita economica e sociale nel comune di Soveria Mannelli tramite l'indotto creato.

Nell'attività programmatica dei bandi PON e FSC è fortemente radicata l'idea che i progetti di dottorato possano prevedere ricadute sul tessuto sociale e produttivo dei territori. Proprio in questo contesto si colloca la ricerca e i risultati nel seguito proposti.

Dopo un'approfondita ricerca bibliografica sull'argomento, sia da un punto di vista scientifico che di applicazioni pratica, sono stati diversi gli aspetti indagati.

Nel processo di formazione delle comunità energetiche rinnovabili, gli attori in gioco sono tanti, così come sono anche diverse le fasi che portano alla realizzazione e gestione di una comunità energetica.

Prendendo in prestito la schematizzazione fatta dal GSE in-forma PA in uno dei suoi seminari di formazione dedicati alla gestione del patrimonio pubblico (Figura 1.2) "Autoconsumo e comunità di energia rinnovabile per la PA", le fasi di formazione di una comunità energetica individuabili sono cinque. Il primo passo individuato è quello di pianificazione, che prevede la valutazione di diversi modelli e la contestualizzazione di questi modelli nel contesto territoriale. La seconda fase prevede la programmazione con l'individuazione delle risorse economiche e la definizione della governance del progetto.



Figura 1.2 Fasi del processo di realizzazione di una comunità energetica. fonte: GSE in-FORMA PA

La terza fase è la progettazione vera e propria, con l'analisi dei consumi, la progettazione degli impianti e l'individuazione di quelli esistenti utilizzabili ai fini della condivisione dell'energia. Le ultime due fasi sono quelle di realizzazione e gestione che prevedono il recepimento delle autorizzazioni, l'installazione degli impianti e la gestione amministrativa con il riparto dei proventi. Il lavoro di ricerca portato avanti, si colloca nella prima fase di pianificazione, soprattutto nella fase di contestualizzazione del progetto e di valorizzazione della vocazione del territorio con l'individuazione e valutazione di diversi modelli, ma anche nella fase di progettazione, con l'analisi dei consumi e l'individuazione di possibili impianti che ben si adattino alle peculiarità del territorio.

Alla luce di queste riflessioni, le fasi che hanno caratterizzato il percorso di ricerca e che si ripercuotono quindi su questo elaborato di tesi, possono essere così riassunte:

- Definizione del Tema di Ricerca, con identificazione dell'argomento, revisione della letteratura e formulazione di domande specifiche che si vogliono affrontare con la ricerca;
- Pianificazione e scelta metodologica, quindi individuazione degli strumenti e delle risorse necessarie, oltre che metodi e strumenti per raccogliere e analizzare i dati;
- Raccolta dei dati attraverso esperimenti, simulazioni o altre fonti primarie o attraverso fonti secondarie come archivi, database e letteratura esistente per raccogliere dati già pubblicati e pertinenti alla ricerca;
- Analisi dei dati attraverso tecniche analitiche per interpretare i dati raccolti;
- Discussione e aggregazione dei risultati confrontandoli con le ipotesi di partenza e con la letteratura esistente, identificando eventuali nuovi insight e le implicazioni dei risultati.

In merito alle research questions alla base della ricerca, l'analisi dello stato dell'arte è stata fondamentale al fine di collocare il lavoro di tesi nel contesto del panorama scientifico, identificando le lacune e i problemi ancora irrisolti. Una solida revisione della letteratura garantisce inoltre di contribuire in maniera originale e con una base teorica solida, supportando le metodologie scelte e le ipotesi formulate consolidando la credibilità e l'autorevolezza della ricerca. Lo stato dell'arte è stato quindi essenziale per individuare l'approccio della comunità scientifica al tema delle comunità energetiche e i research gap ad

esse legate. Quattro sono stati i punti deboli individuati all'interno della letteratura scientifica:

- Problematiche durante la fase di pianificazione di una REC a causa del gran numero di variabili decisionali e la tendenza a generalizzare i processi di formazione;
- I diversi studi analizzati si concentrano sulla gestione e sugli aspetti economici delle REC, piuttosto che indagare sulla migliore fonte rinnovabile per la valorizzazione dei luoghi e che portano anche alla definizione di realtà occupazionali;
- Attualmente non esistono studi scientifici, archetipi o profili standard che ricostruiscono profili al fine di valutare i principali output energetici delle comunità energetiche partendo esclusivamente dai valori di consumo mensile o da profili d'uso e caratteristiche strutturali dell'edificio;
- non viene analizzato un approccio completo per lo sviluppo di un sistema di fornitura di energia termica ed elettrica legati ad un sistema di comunità energetica considerando contemporaneamente la disponibilità di biomassa locale ed in seguito tutti gli eventuali benefici economici e sociali che ne possono derivare.

Questa tesi è articolata in otto capitoli, ciascuno dei quali affronta un aspetto specifico dell'argomento trattato. L'obiettivo di questa struttura è di fornire un percorso logico e coerente che guidi il lettore attraverso le diverse fasi dell'analisi, valorizzando i collegamenti tra le parti e mostrando come ciascun capitolo contribuisca alla comprensione complessiva del tema.

Il primo capitolo introduce il tema centrale della tesi, delineando il contesto teorico e pratico in cui si colloca la ricerca. Viene presentata la problematica principale e vengono definiti gli obiettivi specifici dello studio. Questo capitolo include anche una panoramica sulle fasi di lavoro e l'individuazione delle research questions.

Il secondo capitolo approfondisce le teorie e gli studi precedenti relativi all'argomento. Qui vengono analizzati i contributi chiave della letteratura, identificando le principali correnti di pensiero e le lacune che la presente ricerca si propone di colmare. Questa sezione non solo contestualizza il lavoro all'interno del dibattito accademico esistente, ma fornisce anche un quadro concettuale che guiderà le successive analisi.

Il terzo capitolo esamina la normativa rilevante per l'argomento trattato. Viene fornita una panoramica delle leggi, regolamenti e direttive principali che influenzano il campo di studio.

Questo capitolo è cruciale per comprendere i vincoli giuridici e le opportunità che incidono sull'oggetto di ricerca.

Il quarto capitolo descrive l'approccio metodologico adottato nella ricerca. Vengono spiegate le scelte e le potenzialità riguardanti i software di simulazione, i metodi di raccolta dati, le tecniche di analisi e l'apparato strumentale usato. Questo capitolo sottolinea l'importanza della metodologia nel garantire la validità e l'affidabilità dei risultati, collegandosi direttamente alle questioni sollevate nei capitoli precedenti.

Il quinto capitolo è dedicato alla collaborazione con il Comune di Soveria Mannelli. Viene descritto il territorio comunale, analizzandone le caratteristiche socioeconomiche e demografiche che sono rilevanti per lo studio. Successivamente, si passa all'analisi dei consumi energetici attraverso l'esame delle bollette comunali. Infine, vengono presentati i risultati delle misurazioni effettuate con i meters, che forniscono un'analisi dettagliata dei consumi energetici del Comune.

Collegandosi all'analisi territoriale con soluzioni tecniche specifiche, il sesto capitolo si concentra sulla valutazione della biomassa presente nel territorio di Soveria Mannelli. Vengono analizzate le tipologie di biomassa disponibili e la loro potenzialità energetica. Successivamente, il capitolo descrive i processi di conversione della biomassa, con particolare attenzione alla gassificazione, utilizzando il programma Termoflex per simulare tali processi. I risultati della simulazione vengono analizzati e discussi, mettendo in luce le potenzialità e le criticità delle soluzioni proposte. Questo capitolo rappresenta un ponte tra l'analisi territoriale e la proposta di soluzioni tecniche per l'ottimizzazione dell'uso delle risorse locali.

Il settimo capitolo affronta l'analisi dei sistemi di produzione elettrica con solare fotovoltaico nel contesto delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Viene condotto uno studio parametrico che esplora diversi scenari tecnici ed economici nel comune di Soveria Mannelli, analizzando la fattibilità e l'efficienza di vari sistemi fotovoltaici. Particolare attenzione viene data all'uso del fattore di simultaneità per ottimizzare la progettazione dei sistemi fotovoltaici, migliorando l'integrazione tra la produzione e il consumo di energia all'interno delle CER.

L'ottavo capitolo esamina scenari di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) che utilizzano sistemi di cogenerazione a biomassa, esplorando come tali risorse possano essere integrate all'interno delle CER per produrre sia energia elettrica che termica. Viene condotta un'analisi tecnico-economica per diversi scenari, valutando la sostenibilità e l'efficienza delle

soluzioni proposte. Questo capitolo rappresenta un'estensione dell'analisi energetica e aggiunge una dimensione complementare all'integrazione delle risorse locali in un sistema energetico sostenibile.

Un'ulteriore sezione è dedicata a raccogliere e sintetizzare i principali risultati emersi dall'intera ricerca, mettendo in evidenza come ciascun capitolo abbia contribuito al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Viene offerta una riflessione finale sulle implicazioni pratiche e teoriche della tesi, evidenziando l'impatto delle soluzioni energetiche proposte nel contesto di Soveria Mannelli. Inoltre, vengono tracciate delle linee guida per future ricerche e possibili sviluppi applicativi, sottolineando l'importanza di continuare ad esplorare e ottimizzare l'uso delle risorse energetiche locali per la creazione di modelli energetici sostenibili e replicabili in altri contesti.

La sequenza dei capitoli permette quindi di mostrare come le risorse locali, come la biomassa, possano essere sfruttate efficacemente sia per la produzione di energia elettrica che termica, contribuendo alla sostenibilità energetica del territorio. In questo modo, la tesi non solo analizza le potenzialità energetiche del territorio, ma propone anche strategie concrete per la loro valorizzazione sostenibile.

Capitolo 2

Stato dell'Arte e Research Gap

La ricerca bibliografica e l'analisi dello stato dell'arte sono fondamentali al fine di collocare il proprio lavoro nel contesto della ricerca esistente, identificando le lacune e i problemi ancora irrisolti. Una solida revisione della letteratura garantisce contributi originali. Inoltre, fornisce una base teorica solida, supportando le metodologie scelte e le ipotesi formulate consolidando la credibilità e l'autorevolezza della ricerca. Lo stato dell'arte che seguirà in questo capitolo ha voluto indagati diversi aspetti trattati, quali l'approccio della comunità scientifica al tema delle comunità energetiche e casi studio rilevanti. Un ulteriore aspetto indagato è stato quello dei profili di carico e della loro definizione, base necessaria per il dimensionamento degli impianti. Infine, particolare attenzione è stata dedicata agli studi in merito all'utilizzo di teleriscaldamento e biomassa in contesti di comunità energetiche rinnovabili.

2.1 Le Comunità Energetiche Rinnovabili nel panorama scientifico

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono ad oggi un argomento molto dibattuto nel panorama scientifico nazionale ed internazionale. Le CER consentono ai cittadini di essere attivamente coinvolti nella transizione energetica attraverso la pianificazione e lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile condivisi tra residenti, governi locali e piccole e medie imprese. Sebbene inoltre emergano come innovazione, fattori personali, come età, reddito, occupazione, stile di vita, necessità, conoscenza e interesse, e fattori contestuali, come situazioni sociopolitiche, comunitarie e di mercato, possono influenzare la loro nascita e gestione [7]. Diversi sono stati gli studi sui potenziali investitori nei progetti di energia condivisa che hanno mostrato come istruzione, reddito e consapevolezza ambientale sono i principali fattori che influenzano la volontà dei residenti di partecipare a questi progetti, ma ruolo essenziale è quello delle istituzioni come soggetti promotori [8] [9].

Gjorgievski et al. [10] quantificano gli impatti economici, ambientali, tecnici e sociali delle comunità energetiche, individuando degli indicatori numerici. Il loro studio ha inizialmente mappato i ruoli e le interazioni sia all'interno che all'esterno della comunità. Sono stati in seguito distinti quattro tipi particolari di comunità energetiche sulla base delle tecnologie utilizzate: (i) solare fotovoltaico condiviso (su tetto o collettivo, con o senza batterie individuali); (ii) accumulo condiviso; (iii) sistemi energetici multi e ibridi; e (iv) sistemi di teleriscaldamento e teleraffreddamento. Gli indicatori usati per quantificare gli impatti delle comunità energetiche sono stati essenzialmente i seguenti:

Impatto	Indicatori
Economico	Risparmi sulla bolletta energetica; Tasso interno di rendimento (TIR); Periodo di ammortamento; Valore attuale netto (VAN)
Ambientale	Emissioni durante il ciclo di vita (GHG; CO ₂)
Tecnico	Rapporto di autoconsumo (SCR); Rapporto di autosufficienza (SSR); Indice di adattamento del carico (LM); Esportazioni di elettricità; Energia primaria
Sociale	Accettazione pubblica (PA); Indice di sviluppo umano (HDI); Problemi di salute (HI); Istruzione universale e uguaglianza di genere (UE); Creazione di posti di lavoro (COJ)

Risulta quindi essenziale analizzare i benefici e gli elementi propulsori [11] alla base delle Comunità di energia rinnovabile. A questo proposito Minghui Gui et al. [12] analizzano il

potenziale ruolo delle "comunità di energia pulita" (CEC) nella trasformazione degli attuali regimi sociotecnici alla base dei nostri sistemi energetici, verso un futuro più distribuito e decentralizzato. Ciò include l'analisi delle varie forme di CEC, tra cui centrali elettriche virtuali, scambi peer-to-peer, microreti e progetti energetici su scala comunitaria, emergenti in numerose giurisdizioni sviluppate e in via di sviluppo.

Un interessante approccio metodologico è illustrato nella ricerca di Torabi [13] che si concentra sull'implementazione di un modello che si sviluppa in tre fasi principali: l'identificazione e la descrizione degli edifici selezionati, la fase di analisi preliminare e di fattibilità e, infine, la fase di coinvolgimento del gruppo target. L'approccio è stato messo in atto la prima volta in tre regioni pilota in Italia, Repubblica Ceca e Polonia e, successivamente, con l'obiettivo di estendere la metodologia, in varie altre città in tutta Europa. La procedura è stata applicata a uno studio di caso reale (Oulx, Val di Susa), mostrando le diverse fasi volte a creare una comunità energetica e sono state definite e simulate diverse alternative di retrofit al fine di ottenere i futuri valori di consumo energetico e di emissioni ambientali. Inoltre, sono stati valutati indicatori relativi a diversi aspetti sostenibili (non solo energetici o ambientali, ma anche economici, tecnici e sociali) al fine di identificare il progetto più fattibile e sostenibile.

Le crescenti installazioni di sistemi fotovoltaici, sistemi di ricarica per veicoli elettrici, pompe di calore e sistemi di accumulo rappresentano una sfida per la rete di distribuzione. Nello studio di Sudhoff et al. [14] vengono condotte simulazioni per una rete rurale a bassa tensione. I risultati mostrano che, rispetto alle operazioni business-as-usual o alle comunità di energia rinnovabile con limiti di importazione ed esportazione fissi, l'approccio interattivo con la rete garantisce operazioni di rete non critiche in modo economicamente efficiente dimostrando che le comunità di energia rinnovabile interattive con la rete possono svolgere un ruolo fondamentale nel migliorare l'uso efficiente e la stabilità delle reti di distribuzione.

L'emergere delle Comunità di energia rinnovabile (REC) e dell'autoconsumo collettivo (CSC) nel contesto europeo ha supportato la regolamentazione del concetto di energia condivisa e ha fornito risparmi economici ai suoi membri.

Tuttavia, dalla revisione di letteratura, emerge che il loro sviluppo è piuttosto lento in alcuni paesi, tra cui l'Italia., e si riscontrano molti problemi durante la fase di pianificazione di una REC perché un gran numero di variabili decisionali dovrebbero essere prese in considerazione a seconda dei tipi di partecipanti alla comunità e dei loro profili di carico. In diversi studi si è riscontrata la tendenza a generalizzare i processi di formazione delle CER.

Lo studio portato avanti in questa tesi di dottorato vuole andare ad individuare un approccio metodologico non generale procedurale, ma bensì adattabile a piccole realtà, prendendo in considerazione peculiarità e punti di forza del luogo.

2.2 Casi studio e meccanismi economici delle CER

L'analisi dei meccanismi di incentivo riguardanti le comunità energetiche rinnovabili risulta inoltre essenziale nella valutazione delle possibili barriere al loro sviluppo, fornendo approfondimenti sui punti di forza e di debolezza nel processo decisionale e per aiutare i decisori politici a identificare aree di miglioramento e sviluppare politiche.

L'obiettivo della ricerca di Battaglia et al. [15] è stato quello di investigare i benefici delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) determinando la migliore configurazione dei prosumer per migliorare le prestazioni del sistema energetico, l'uso della rete e il ritorno dell'investimento per i membri della comunità, considerando anche la limitazione alla vendita di energia elettrica a terzi all'interno del regime CER. Questo è stato fatto esplorando scenari in edifici residenziali e commerciali dotati di impianti fotovoltaici sui tetti, pompe di calore geotermiche e stazioni di ricarica per veicoli elettrici, all'interno del quadro normativo italiano. Sono stati analizzati tre meccanismi di incentivo: il primo in cui vengono considerati aspetti quali energia condivisa, incluso il consumo di ricarica dei veicoli elettrici, per edifici aggregati; il secondo che prevede la vendita dell'elettricità agli utenti di ricarica dei veicoli elettrici; il terzo che considera i ricavi dalla vendita di elettricità alla rete nazionale e dalla ricarica dei veicoli elettrici. Le prestazioni economiche sono migliori negli scenari che permettono la vendita di elettricità agli utenti di veicoli elettrici.

Realtà svantaggiate rappresentano terreno fertile per lo studio delle CER e sono essenziali per superare le sfide della transizione energetica. È stato ad esempio analizzato il modello economico attuale delle Comunità Energetiche Rinnovabili applicato nella piccola isola di Ponza nel mediterraneo. I risultati mostrano l'inapplicabilità economica in presenza di pochi utenti che fa registrare un surplus di produzione energetica durante la primavera e l'autunno. Un'alta redditività può raggiungersi però includendo la domanda industriale di un'unità di dissalazione, con un aumento del VAN e importanti tagli alle emissioni di CO₂ [16].

Un altro studio che mira a valutare le prestazioni energetiche, ambientali ed economiche di una Comunità di Energia Rinnovabile, ha riguardato due membri situati nell'area industriale di Benevento (Italia meridionale), ovvero un edificio ad uso misto e un impianto di trattamento delle acque reflue industriali. Questa configurazione è stata confrontata con il

caso di base, in cui la domanda di energia elettrica dei due utenti è completamente soddisfatta dalla rete elettrica. Dal punto di vista energetico, la condivisione dell'energia ha permesso l'aumento dell'autosufficienza degli utenti e il consumo di energia rinnovabile in loco rispetto alla configurazione dei singoli autoconsumatori, con un risparmio di energia primaria pari al 34,7% e relativa riduzione delle emissioni di CO₂. La condivisione dell'energia aumenta il risparmio sui costi operativi annuali con un tempo di ritorno dell'investimento pari a 4,9 anni [17].

In un altro modello di studio delle Comunità energetiche, vengono distinte le famiglie con carico elettrico non flessibile e le famiglie flessibili che possiedono una pompa di calore o sistemi di accumulo fotovoltaico (PV). Utilizzando un approccio basato sulla teoria dei giochi viene implementato un algoritmo genetico. Per analizzare l'impatto degli scenari di aggregazione sul mercato elettrico i risultati mostrano che, nell'ambito del quadro normativo considerato, l'implementazione di una CER può aumentare i profitti operativi migliorando al contempo l'allineamento del sistema energetico della comunità con il mercato elettrico. A seconda dell'obiettivo di aggregazione del rivenditore, l'implementazione di prezzi in tempo reale della comunità potrebbe portare a un sostanziale miglioramento. Inoltre, tale struttura tariffaria può portare a benefici finanziari soprattutto per le famiglie flessibili [18].

Un ulteriore documento presenta un'analisi completa della progettazione ottimale delle comunità energetiche, sfruttando meccanismi di tariffazione in base al tempo di utilizzo e parametri tecnico-economici. Concentrandosi sul caso studio di Valongo, in Portogallo, si mira a ottimizzare l'allocazione delle risorse energetiche garantendo al contempo l'economicità e la sostenibilità ambientale. Viene analizzata l'influenza delle dimensioni ottimizzate di fotovoltaico (PV), accumulo di batterie e veicoli elettrici (EV) sui tassi di autosufficienza, sui tassi di autoconsumo e sui risparmi di CO₂. I risultati chiave evidenziano l'efficacia del sistema FV da 85 kW nel ridurre il consumo annuale di energia elettrica del 15%. Inoltre, l'ottimizzazione dell'angolo di inclinazione a 35° aumenta la produzione del 12% [19].

Il lavoro presentato da Moretti et al. [20] riporta il modello top-down/PA-driven tenendo conto del caso di studio del Comune di Assisi, Italia. Viene esaminata una CER guidata dal comune utilizzando cluster di prosumer e consumatori e includendo strutture municipali ad alta intensità energetica. Attraverso simulazioni rigorose e l'energia condivisa risultante, lo studio conduce un'analisi completa che comprende aspetti tecnici, energetici ed economici. I risultati, inclusi gli indici energetici rilevanti, vengono presentati e vengono discussi vari

scenari al variare dell'energia condivisa. Infine, le analisi di sensibilità mostrano che la redditività dipende fortemente dal costo dell'energia, dalla remunerazione della vendita e dal valore dell'incentivo maturato sull'energia condivisa: il tempo di ritorno semplice varia da 8 a 14 anni e il VAN varia da 0,8 a 4,5 milioni di euro.

A supporto del fatto che il contesto locale è un ostacolo ma anche un'opportunità, è stato portato avanti un ulteriore studio su tre diversi modi di energia condivisa e per ogni caso studio è stato innanzitutto evidenziato il panorama energetico, ovvero le caratteristiche geofisiche e socio-istituzionali di un luogo e il ruolo centrale svolto figure innovative locali. I casi studio analizzati sono quelli di Val di Ledro (Nord Italia, Trentino), Calvello (Sud Italia, Basilicata) e Collarmele (Italia Centrale, Abruzzo), rispettivamente gestiti da un Esperto esterno, dal Sindaco e da una famiglia di imprenditori locali. Così, nel primo studio caso, la radicata tradizione di attivismo civico in Trentino ha creato le condizioni favorevoli affinché l'energia di comunità assumesse la forma più avanzata e partecipativa di una cooperativa di cittadini/prosumer; Nel secondo studio, dato il contesto di scarse risorse socio-economiche locali a disposizione nelle regioni meridionali, l'energia della comunità ha assunto la forma di un'ampia iniziativa di sviluppo sostenibile orchestrata da un ecoimprenditore pubblico; il terzo caso presentava alcune caratteristiche del primo, soprattutto per quanto riguarda il ruolo cruciale di un ecoimprenditore privato illuminato [21].

Sulla scia di tutti gli esempi qui riportati, il contributo di questa tesi di dottorato si vuole collocare nel gap che non vede l'analisi su più fronti di una comunità di energia rinnovabile gestita interamente da un ente locale. Gli esempi qui riportati si concentrano sulla gestione e sugli aspetti economici piuttosto che indagare sulla migliore fonte rinnovabile per la valorizzazione dei luoghi e che portano anche alla definizione di realtà occupazionali.

2.3 Profili orari e meter

L'assenza di un sistema di monitoraggio che fornisca dati con risoluzione oraria o sub-oraria per le utenze a bassa tensione, come quelle residenziali e commerciali, complica notevolmente la progettazione di una nuova comunità energetica.

Uno studio a Ottawa, in Canada, con un campione di 12 case, ha esaminato l'impatto dei fattori socioeconomici e stagionali sui profili di carico. L'analisi dei dati misurati ha portato all'indicazione che sia l'illuminazione che gli elettrodomestici, oltre al riscaldamento, alla

ventilazione e all'aria condizionata (HVAC), hanno un impatto significativo sul profilo di carico totale e non possono essere trascurati [22].

Un secondo studio [23] è stato condotto a Lochiel Park, in Australia, con un campione di 60 case. Lo studio ha concluso che i carichi HVAC sono cruciali per gli occupanti, anche se la domanda di elettricità è ridotta. È stato scoperto che i carichi HVAC rappresentano circa il 30% del carico di consumo totale.

Lo studio di Giannuzzo et al. [24] propone una metodologia di apprendimento automatico non intrusivo che può essere utilizzato per generare profili di consumo elettrico residenziale a livello di risoluzione oraria utilizzando solo i dati di consumo mensili (l'energia fatturata), con l'obiettivo di stimare l'energia condivisa. La metodologia proposta prevede tre fasi: in primo luogo, l'identificazione dei modelli di carico tipici degli utenti residenziali attraverso il clustering k-Means, quindi l'implementazione di un algoritmo Random Forest, basato sulle bollette energetiche mensili, per identificare i modelli di carico tipici e, infine, la ricostruzione del profilo di carico elettrico orario attraverso una procedura di ridimensionamento guidata dai dati.

Nell'analisi a cura di Piscitelli et al. [25] viene proposto un processo di classificazione dei clienti non intrusivo, che non utilizza come attributi predittivi i dati di monitoraggio del carico sul campo per la classificazione di clienti sconosciuti, ma piuttosto le bollette energetiche mensili e informazioni aggiuntive sulle abitudini dei clienti raccolte tramite un sondaggio telefonico. Il processo di classificazione proposto è sviluppato analizzando i dati di consumo energetico orario di 114 clienti elettrici di un fornitore di energia italiano. I profili di carico giornalieri rappresentativi sono raggruppati utilizzando l'algoritmo di clustering "Follow the Leader" con un aumento di accuratezza di circa il 6%.

Il consumo di elettricità pro capite del Qatar, ad esempio, è uno dei più alti al mondo, rappresentando circa il 59% del consumo complessivo di elettricità. Al momento si sa poco sul consumo di energia elettrica dietro contatore, necessario è quindi esaminare il profilo di carico residenziale per comprendere meglio i modelli di consumo e scoprire potenziali soluzioni per un utilizzo più efficiente. Installando monitor energetici in 10 abitazioni, sono stati raccolti dati per un anno, ed utilizzando i profili di carico ad alta risoluzione, sono stati calcolati i tassi di autoconsumo FV per diversi scenari [26].

S. Ghosh et al. [27] propongono l'utilizzo di differenti modelli di classificazione per l'identificazione dei carichi elettrici in ambito residenziale. Nel loro studio vengono valutate le performance di diversi algoritmi ed in particolare vengono utilizzati modelli quali il

Logistic Regression Classifier, Decision Tree Classifier, Multi-Layer Perceptron Classifier, k-Nearest Neighbors Classifies (KNN), Gradient Boosting Classifier e Random Forest Classifier.

Maher Azaza et al. [28] propongono invece una metodologia per l'identificazione dei *pattern* di consumo tipologici da dati registrati da *smart meters*, in relazione ad alcune metriche di consumo. Vengono valutati due differenti algoritmi: il primo algoritmo identifica dei profili di carico simili per forma, ma molto diversi per metriche di consumo (variabilità del carico), mentre il secondo algoritmo risulta essere più efficace nel raggruppare utenze con consumi diversi, ma simili per metriche di consumo.

Nello studio di June Young Park et al. [29], invece, vengono valutate tre metodologie di *clustering* per l'identificazione degli andamenti di carico tipologici

Anche nello studio di Tureczek, A.M. et al. [30] vengono utilizzate le stesse metriche di valutazione del numero ottimale di *cluster* nell'ambito del riconoscimento dei profili tipologici per le utenze residenziali, a partire da dati rilevati da *smart meters*.

A seguito della revisione della letteratura riguardante l'identificazione dei profili tipologici per utenze residenziali e pubbliche, emerge che attualmente non esistono studi scientifici, archetipi o profili standard che ricostruiscano profili al fine di valutare i principali output energetici delle comunità energetiche partendo esclusivamente dai valori di consumo mensile o da profili d'uso e caratteristiche strutturali dell'edificio. Tale ricostruzione è necessaria al fine di simulare le CER durante la fase di studio preliminare, con una maggiore precisione e soprattutto senza l'ausili di procedure impegnative di calcolo non attuabili in alcuni contesti. Verrà quindi individuata una metodologia e delle strategie per la ricostruzione dei profili orari per la valorizzazione ed incentivazione della condivisione dell'energia

2.4 L'integrazione di teleriscaldamento e biomassa nelle CER

In letteratura diversi sono gli esempi di come in tutto il mondo si stia sviluppando una forte attenzione nei confronti della biomassa in tutte le sue forme e in tutti i suoi possibili processi di trasformazione e di valorizzazione sociale dei territori.

Attualmente, la tecnologia della cogenerazione calore-energia fornisce circa il 56% della fornitura di calore al teleriscaldamento in Europa. Sono state sviluppate molte applicazioni degli impianti di cogenerazione a biomassa/reti di teleriscaldamento, spesso migliorando l'efficienza della fornitura di energia elettrica. Nel contesto della valorizzazione del

territorio, Jozami et al. [31] hanno condotto uno studio su *S. argentinensis*, una specie di erba perenne nativa che cresce in un'area depressa di 33.000 km² nella provincia di Santa Fe in Argentina. Lo studio mirava a sottolineare i vantaggi ambientali della sostituzione dell'energia basata sui combustibili fossili con l'energia derivata dalla biomassa considerata, in particolare per il riscaldamento domestico e la produzione di elettricità. Il raggiungimento di questo obiettivo è stato anticipato attraverso una valutazione degli impatti ambientali associati a due applicazioni di *S. argentinensis*: generazione di bioelettricità in una centrale termoelettrica combinata (CHP) e riscaldamento domestico attraverso la combustione di pellet.

Anche il bacino del Mediterraneo è riconosciuto come una regione con un significativo potenziale per la generazione di elettricità e calore utilizzando biomassa forestale primaria. Tra le risorse disponibili, i trucioli di legno si distinguono in particolare per la loro facile acquisizione, lavorazione, essiccazione e caratteristiche di combustione o gassificazione affidabili ed efficienti. Numerosi studi si sono concentrati sull'esplorazione di diverse tecnologie per la conversione dei trucioli di legno in elettricità e calore, talvolta con enfasi sulle prestazioni di applicazioni su micro e piccola scala [32].

Diversi sono anche gli studi che sviluppano innovativi concetti di cogenerazione basati su cicli combinati per affrontare la sfida dell'accesso all'energia nelle aree rurali remote [33].

Layout di comunità di energia rinnovabile che integrano sistemi di teleriscaldamento e strategia Power-to-Heat presentano i migliori risultati con un periodo di ammortamento di 2,2 anni e un risparmio di energia primaria del 38%. La misura proposta da Calise et al. garantisce inoltre un'interruzione minima per le attività dei residenti durante i lavori di realizzazione, rendendola un'opzione più fattibile e attraente per migliorare l'efficienza energetica in ambienti residenziali consolidati. Il sistema, basato sulla rete di teleriscaldamento a circuito d'acqua e sulla strategia Power-to-Heat, migliora la capacità del distretto di sfruttare il surplus di elettricità rinnovabile che non è condiviso tra gli utenti. I risultati mostrano che l'elettricità autoconsumata aumenta del 15% rispetto ad uno scenario di comunità di energia rinnovabile convenzionale, rappresentando il 33,4% del carico totale del distretto [34].

Per garantire energia termica sufficiente tutto l'anno, viene proposto e ottimizzato un processo per la produzione di biopellet da trucioli di legno provenienti da bosco ceduo locale a rotazione breve. Lo studio conferma non solo la fattibilità economica del biocarburante prodotto localmente, ma anche suo valore aggiunto in termini di maggiore sicurezza

energetica locale [35]. Questo caso studio non può essere considerato una vera e propria applicazione dell'attuale concetto di Comunità Energetica, nonostante ciò, i progetti energetici legati all'utilizzo di fonti rinnovabili locali sostengono gli obiettivi climatici ed energetici dell'UE e possono essere esempi di integrazione nel sistema delle REC.

Esempio di integrazione di fonti rinnovabili, è l'analisi condotta a partire dai dati reali di consumo di elettricità e richieste di energia termica resi disponibili nel comune di Tirano, nel nord Italia. Sono stati selezionati un cogeneratore a biomassa, una piccola centrale idroelettrica e sistemi fotovoltaici distribuiti, considerati e analizzati secondo diversi layout in termini di modalità di funzionamento del cogeneratore e potenza di picco dei sistemi fotovoltaici. I risultati mostrano che, nello scenario migliore, l'elettricità rinnovabile annuale, utilizzata per soddisfare il carico elettrico, aumenta del 20,3% e circa il 68,1% delle richieste termoelettriche totali viene soddisfatto tramite l'utilizzo di biomassa. Le interazioni bidirezionali con la rete elettrica sono ridotte dal 60,6% al 51,7%. La condivisione termica ed elettrica all'interno della comunità garantisce una riduzione delle emissioni di anidride carbonica fino al 18,5% [36].

Sulla base dei dati disponibili della comunità di Sersale, sono state valutate le esigenze termiche ed elettriche per definire sia le caratteristiche dei sistemi di generazione di energia (CHP a biomassa) sia le diramazioni del teleriscaldamento. Sono state studiate due configurazioni energetiche resilienti (Caso A e Caso B), aumentando rispettivamente le dimensioni dell'impianto CHP a biomassa e dell'impianto combinato CHP/caldaie. I risultati hanno evidenziato il ruolo rilevante della caldaia ausiliaria e un risparmio annuo di emissioni totali di CO₂ pari a 8932 tonnellate (rispetto al gas) [37].

I risultati dello studio di Okur et al. mostrano che diversi fattori influenzano l'intenzione degli individui di adottare sistemi di riscaldamento rinnovabili. Molti individui nei Paesi Bassi hanno un atteggiamento positivo causato principalmente da preoccupazioni ambientali e dal desiderio di indipendenza energetica per il paese [38].

La revisione della letteratura ha indicato l'importanza del funzionamento del teleriscaldamento basato su cogenerazione integrato con fonti di energia rinnovabile (biomassa), migliorando l'efficienza dell'approvvigionamento energetico. Tuttavia, non c'è stata alcuna discussione su un approccio completo per lo sviluppo di un sistema di fornitura di energia termica ed elettrica legati ad un sistema di comunità energetica considerando contemporaneamente la disponibilità di biomassa locale ed in seguito tutti gli eventuali benefici economici e sociali che ne possono derivare. Inoltre, obiettivo degli studi portati

avanti in questo percorso di dottorato, si vuole mettere in relazione, energetica ed economica, uno scenario classico di CER con impianti PV e sistemi che sfruttano le risorse locali di biomassa.

Capitolo 3

Il panorama Normativo Italiano ed Europeo

I Paesi europei stanno vivendo un'enorme trasformazione dei loro sistemi energetici. Una delle soluzioni innovative proposte dall'UE per affrontare questa sfida è la partecipazione attiva dei cittadini al settore energetico sotto forma di comunità energetiche. In questo capitolo viene analizzata la normativa sulle comunità energetiche a livello italiano ed europeo, a partire dai primi provvedimenti fino alla delibera ARERA, conosciuta come TIAD (Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso), che si aggiunge alle precedenti delibere sui Sistemi semplici di produzione e consumo e sui sistemi di distribuzione chiusi, promulgate in ottemperanza ai Decreti 199/21 e 210/21. Recentemente, inoltre, la normativa sulle CER in Italia ha subito un'importante evoluzione con l'entrata in vigore del Decreto CER il 24 gennaio 2024, con cui si introducono misure volte a incentivare ulteriormente lo sviluppo dell'autoconsumo e delle comunità energetiche.

3.1 Il panorama Normativo Italiano ed Europeo

3.2 Politica e strategia energetica europea

Energia e ambiente rappresentano due facce della stessa medaglia e, da molti anni ormai, hanno un ruolo centrale nei provvedimenti e nelle strategie adottati e da adottare in ambito europeo per contrastare i cambiamenti climatici e il degrado ambientale.

A partire dal 1997 ricordiamo il protocollo di Kyoto, il Pacchetto Clima Energia nel 2007, ed in particolare la direttiva 2009/28 nota come RED I, e confermando questa direzione dal 2015 in poi con l'Accordo di Parigi, l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, fino ad arrivare al Clean Energy for all Europeans Package (CEP). Lo scopo del pacchetto è contribuire all'attuazione degli impegni assunti dall'UE nell'ambito dell'Accordo di Parigi e ha portato all'adozione di otto atti legislativi tra il 2018 e il primo semestre del 2019, con i quali l'Unione Europea ha riformato il suo quadro politico energetico. È importante notare, già nel nome del pacchetto, il ruolo centrale dei cittadini per cui l'energia non deve essere solo "Pulita", ma deve essere anche "per tutti gli europei". Di conseguenza, viene definito un ruolo centrale e attivo nel mercato dell'energia per i consumatori, insieme a una serie di misure volte a proteggere i consumatori più vulnerabili ricordando anche il ventesimo principio del Pilastro Europeo dei Diritti Sociali [39].

Pilastro Europeo dei Diritti Sociali

Art. 20 "Accesso ai servizi essenziali"

Ogni persona ha il diritto di accedere a servizi essenziali di qualità, compresi l'acqua, i servizi igienico-sanitari, l'energia, i trasporti, i servizi finanziari e le comunicazioni digitali. Per le persone in stato di bisogno è disponibile un sostegno per l'accesso a tali servizi.

Ulteriori sviluppi rafforzarono in seguito la posizione dell'UE nel settore dell'energia. La Commissione europea nel 2019 ha annunciato l'attuazione del "Green Deal europeo", un insieme di politiche con l'ambizioso obiettivo di rendere l'UE neutrale in termini di emissioni di carbonio entro il 2050 attraverso misure che includono la massiccia decarbonizzazione del settore energetico e il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici. Coerentemente con questo obiettivo, nel dicembre 2020 i leader dell'Unione Europea hanno alzato l'asticella, concordando l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, anziché del 40% come già definito.

Il SETPlan, acronimo di "Strategic Energy Technology Plan", è invece un'iniziativa lanciata dalla Commissione Europea nel 2007 con l'obiettivo di accelerare lo sviluppo e la

diffusione delle tecnologie a basse emissioni di carbonio. Nato come parte integrante della politica energetica dell'Unione Europea, il SETPlan mira a sostenere la transizione verso un sistema energetico sostenibile, affidabile e competitivo. La sua implementazione avviene attraverso una serie di azioni coordinate che includono investimenti in ricerca e innovazione, collaborazioni tra pubblico e privato e la creazione di partenariati strategici.

Il SETPlan ha subito diversi aggiornamenti per rispondere alle esigenze emergenti e alle nuove sfide nel campo dell'energia. Nel 2015, è stato aggiornato per allinearsi agli obiettivi dell'Unione dell'Energia e per contribuire al raggiungimento degli obiettivi climatici ed energetici per il 2030 e il 2050. Questo aggiornamento ha portato all'introduzione di dieci azioni chiave, ciascuna focalizzata su specifiche aree tecnologiche e tematiche strategiche:

- integrazione delle tecnologie rinnovabili nei sistemi energetici
- riduzione dei costi delle tecnologie
- nuove tecnologie e servizi per i consumatori
- resilienza e sicurezza dei sistemi energetici
- nuovi materiali e tecnologie per gli edifici
- efficienza energetica per l'industria
- competitività nel settore globale delle batterie e della mobilità elettrica
- combustibili rinnovabili e bioenergia
- cattura e stoccaggio del carbonio
- sicurezza nucleare

Il 20 ottobre 2023, la Commissione europea ha adottato una comunicazione sulla revisione del piano SET, con cui mira ad armonizzare gli obiettivi strategici originali del piano con il Green Deal europeo, REPowerEU e il piano industriale del Green Deal, in particolare il Net-Zero Industry Act. Garantisce un approccio unificato per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Europa, sostenere le tecnologie energetiche strategiche europee a zero emissioni nette e costruire un futuro energetico sostenibile e resiliente.

La struttura del SETPlan è articolata in una governance complessa che coinvolge vari attori a livello europeo, nazionale e regionale. La Commissione Europea coordina l'implementazione complessiva, supportata da una serie di gruppi di lavoro e piattaforme tecnologiche europee che riuniscono esperti di settore, ricercatori e rappresentanti dell'industria. In relazione alle comunità energetiche, il SETPlan gioca un ruolo cruciale nel promuovere l'adozione di tecnologie avanzate e sostenibili a livello locale, facilitando l'integrazione delle energie rinnovabili e migliorando l'efficienza energetica. Tale approccio

non solo contribuisce a ridurre le emissioni di gas serra, ma favorisce anche la partecipazione attiva dei cittadini e delle imprese nella gestione dell'energia, promuovendo un modello di governance energetica più democratico e inclusivo. Le comunità energetiche, infatti, possono beneficiare delle innovazioni tecnologiche e dei finanziamenti promossi dal SETPlan per sviluppare progetti locali di energia rinnovabile e di efficienza energetica, contribuendo così alla sostenibilità e alla resilienza del sistema energetico europeo.

Tutte queste azioni confermano che l'UE intende svolgere un ruolo guida nella transizione energetica mondiale e rafforzare l'importanza del settore energetico nell'economia futura. Per raggiungere questi risultati, la partecipazione dei cittadini è obbligatoria, poiché saranno necessari profondi cambiamenti nelle abitudini e acquisire un atteggiamento più consapevole e responsabile nei confronti dei propri bisogni, diventando così attivi e protagonisti nel processo di transizione. Proprio quest'ultimo concetto segna un punto di svolta che rivoluziona il settore energetico europeo, in particolare grazie a due direttive:

- la *Renewable Energy Directive Recast 2018/2001* [40] sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, nota come RED II, pubblicata a dicembre 2018 e da recepire dagli Stati membri entro giugno 2021;
- la *Directive on common rules for the Internal market for Electricity 2019/944* [41], cosiddetta IEM, pubblicata a giugno 2019 e da recepire entro dicembre 2020 dagli Stati membri.

La definizione di Comunità di energia rinnovabile di cui all'articolo 2, Paragrafo 16, della RED II è la seguente:

Renewable Energy Directive Recast 2018/2001

Art. 2, Par 16

«comunità di energia rinnovabile»:

soggetto giuridico:

- a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria; è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
 - b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
 - c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali.
-

La partecipazione aperta e volontaria è un aspetto chiave della Comunità Energetica Rinnovabile (CER), e in particolare i clienti civili, hanno il diritto di partecipare a una comunità di energia rinnovabile mantenendo i loro diritti e obblighi in qualità di clienti finali. Gli Stati membri provvedono affinché le CER abbiano il diritto di produrre, consumare,

immagazzinare e vendere energia rinnovabile, di condividere l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione di proprietà di tale comunità e di accedere a tutti i mercati dell'energia idonei, direttamente o tramite aggregazione, garantendo l'accessibilità a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.

D'altra parte, con la direttiva IEM, viene definita anche la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC) come soggetto giuridico con lo scopo principale di offrire benefici ambientali, economici e sociali. (Articolo 2, Paragrafo 11).

Le CEC possono operare nei limiti del settore energetico e il loro scopo deve essere quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai loro azionisti.

Directive on common rules for the Internal market for Electricity 2019/944

Art. 2, Par 11

«comunità energetica dei cittadini»:

soggetto giuridico che:

- a) è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
 - b) ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;
 - c) può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci;
-

La produzione di energia elettrica non è limitata alle fonti rinnovabili, ma è consentita anche per immagazzinare energia, offrire servizi di efficienza energetica e ricaricare veicoli elettrici. Inoltre, le CEC possono possedere o affittare reti di distribuzione e gestirle in modo autonomo. La partecipazione è aperta e volontaria da parte di persone fisiche, autorità locali, compresi comuni e aziende di qualsiasi dimensione, ma le medie e grandi imprese non possono assumerne il controllo. Possono esistere in qualsiasi forma o entità riconosciuta in ciascuno Stato membro, come un'associazione, una cooperativa, una società di persone o un'organizzazione senza scopo di lucro e non sono soggetti ad alcuna limitazione geografica.

Entrambe le definizioni descrivono un modo per organizzare la cooperazione collettiva di un'attività legata all'energia intorno a una proprietà specifica, a una governance e a uno scopo non commerciale (come opposto agli attori tradizionali del mercato). Sia per le CER che per le CEC, lo scopo principale è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai propri membri o alle aree locali in cui operano, piuttosto che profitti finanziari. Entrambe le definizioni sottolineano la partecipazione e il controllo effettivo da parte dei

cittadini, delle autorità locali e delle piccole imprese la cui attività economica principale non è nel settore dell'energia.

Tuttavia, vi sono alcune differenze per quanto riguarda l'ambito delle attività e i criteri di ammissibilità, in base ai quali le comunità di energia rinnovabile possono generalmente essere viste come un sottoinsieme, o tipologia, di comunità energetica dei cittadini. Le principali differenze tra comunità di cittadini e comunità energetiche rinnovabili sono riportate nella Tabella 3.1

Le condizioni per qualificarsi come REC sono più rigorose in quanto non solo hanno diritto a ricevere condizioni eque, ma gli Stati membri devono concedere sostegno finanziario e facilitarne la creazione. Un'indagine più approfondita sulla differenza tra REC e CEC può essere trovata in molti documenti, tra i quali i report REScoop [42]

Tabella 3.1 Principali differenze tra RECs e CECs

	REC	CEC
MEMBRI	Residenziale, terziario, PA, PMI	Residenziale, terziario, PA, piccole imprese
TIPO DI ENERGIA	Elettrica e termica, solo rinnovabile	Elettrica, anche fonti non rinnovabili
PERIMETRO	Prossimità	Nessun vincolo
ATTIVITA' ABILITATE	Produzione, vendita, autoconsumo, accumulo, condivisione, accesso ai mercati	Produzione, vendita, autoconsumo, accumulo, condivisione, distribuzione, fornitura, servizi efficienza energ., accesso ai mercati

Le direttive esaminate introducono anche alcuni soggetti giuridici come il *cliente attivo*, l'*auto-consumatore di energie rinnovabili* e gli *auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono congiuntamente*, che possono essere collegati alle due definizioni di comunità energetica.

L'Articolo 2, Paragrafo 8, della direttiva Direttiva (UE) 2019/944 definisce il *cliente attivo*:

Direttiva (UE) 2019/944

Art. 2, Par.8

«cliente attivo»:

un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale;

L'articolo 2, Paragrafo 14, della Direttiva (UE) 2018/2001 definisce l'*autoconsumatore di energia rinnovabile*:

Direttiva (UE) 2018/2001

Art. 2, Par.14

«autoconsumatore di energia rinnovabile»:

un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;

Tali definizioni sono simili alle entità giuridiche del consumatore autonomo già presenti nel quadro normativo della maggior parte degli Stati membri. In entrambi i casi, al consumatore viene concesso il titolo di cliente finale, il che significa che detiene i diritti relativi a tale titolo, come il pieno accesso alla rete. L'area di intervento di questi consumatori deve avere confini dichiarati. Mentre l'auto-consumatore di energia rinnovabile può limitarsi a produrre, consumare e vendere la propria energia elettrica, il cliente attivo può anche partecipare a programmi di flessibilità o di efficienza energetica. In entrambi i casi le attività svolte dal soggetto non devono essere la fonte primaria di reddito. La definizione di cliente attivo della direttiva sul mercato dell'energia elettrica considera anche l'azione collettiva dei clienti. La stessa idea ha una definizione specifica nella direttiva Rinnovabili, dove l'articolo 2, Paragrafo 15, definisce gli auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono congiuntamente:

Direttiva (UE) 2018/2001

Art. 2, Par.15

«autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»:

gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto 14) e si trovano nello stesso edificio o condominio.

Si può notare che la differenza principale è la chiara specificità dei confini. L'innovazione apportata da questa caratterizzazione è che la REDII riconosce i consumatori dello stesso edificio o condominio che agiscono collettivamente come auto-consumatori congiunti, il che significa che i vantaggi in termini di oneri di rete e imposte e tasse nell'ambito dell'autoconsumo si applicheranno a questa categoria [43].

Il fatto che l'azione congiunta degli auto-consumatori di energia rinnovabile sia una forma di iniziativa collettiva può creare una certa confusione per l'apparente sovrapposizione con le definizioni delle CE. Ciononostante, va notato che il primo descrive un'azione e non è

collegato ad alcuna entità giuridica, mentre la CE è una nuova entità giuridica e un modo per organizzare gli utenti e le attività. Inoltre, le limitazioni geografiche sono più rigorose e chiaramente definite per l'autoconsumo collettivo ("stesso edificio o condominio"), mentre sono più ampie e non esplicitamente definite per le CE.

3.3 Le normative di recepimento degli stati membri

Le direttive europee sono state recepite dai vari stati membri in periodi e con accezioni differenti nei loro ordinamenti nazionali, nel rispetto dei limiti stabiliti dalle stesse. Ciascuna normativa ha quindi dei tratti invarianti e altri varianti dettati dal fatto che le direttive lasciano un margine di libertà in merito al perimetro da considerare, ai corrispettivi economici da stanziare, alla possibilità di gestire la rete di distribuzione locale e alla proprietà e gestione degli impianti [44].

La Spagna è stato uno dei primi stati a recepire la direttiva europea RED II con i Regi Decreti 244/2019 [45] e 23/2020 [46], relativi rispettivamente all'autoconsumo collettivo e alle comunità energetiche rinnovabili, nonostante dal 2015 l'autoconsumo collettivo era esplicitamente vietato dal Regio Decreto 900, che prevedeva una tassa aggiuntiva, definita *"impuesta al sol"*, per impianti alimentati da fonti rinnovabili in regime di autoconsumo. Questa è stata soppressa dal Regio Decreto 244/19 che definisce l'autoconsumo collettivo come *"un gruppo di più consumatori alimentati, in modo concordato, con energia elettrica proveniente da impianti di produzione vicini a quelli di consumo e ad essi associati"*.

Il Belgio recepisce la Direttiva RED II con il decreto del 2 maggio 2019 il quale, in accordo con essa, indica che l'*"obiettivo primario della comunità è fornire benefici ambientali, economici e sociali per i suoi partecipanti, piuttosto che cercare profitto"*, e definisce la comunità energetica come una *"entità giuridica composta da membri che condividono, attraverso la rete di distribuzione pubblica, l'energia elettrica prodotta esclusivamente da fonti energetiche rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento"*, in cui gli impianti devono essere di proprietà della comunità e all'interno di un'area circoscritta in cui la stessa si trova, definita *"perimetro locale"*, cioè *"il perimetro entro cui i punti di prelievo ed immissione sono posti a valle di una o più cabine di trasformazione MT/BT e sono inoltre localizzati all'interno di un'area geografica che comprende una porzione di rete tecnicamente, socialmente, ambientalmente ed economicamente ottimale al fine di promuovere l'autoconsumo collettivo locale di energia elettrica"*, definendo l'autoconsumo

come *“l’elettricità prodotta dalla comunità delle energie rinnovabili e consumata dai suoi partecipanti durante lo stesso periodo trimestrale”*.

In Portogallo la legge permetteva già l’autoconsumo individuale da impianti alimentati da fonti rinnovabili e con l’entrata in vigore del Decreto Lei 162/2019 [47], che recepisce la RED II in via sperimentale, definisce e regola sia l’autoconsumo collettivo che la Comunità di Energia Rinnovabile. Nel primo caso, per costituire tale configurazione, gli impianti devono essere alimentati solo da fonti rinnovabili ed i membri devono trovarsi in uno stesso edificio o condominio; la comunità energetica, che si sviluppa invece in un’area circoscritta da valutare *“caso per caso dalla Direzione Generale dell’Energia, su principi di continuità fisica e geografica”*, viene definita come un *“soggetto giuridico, con o senza scopo di lucro”* ed i membri che la costituiscono possono essere *“persone naturali o collettive (con attenzione alle famiglie a basso reddito o vulnerabili), piccole e medie imprese, enti locali (a cui viene fornito un supporto normativo e formativo particolare)”*. In entrambi i casi viene stabilito un regolamento interno di organizzazione e gestione e designato un responsabile. La condivisione dell’energia elettrica può avvenire mediante rete pubblica o privata e quella autoconsumata da ogni utente *“viene calcolata con periodo temporale di 15 minuti [...] attraverso i coefficienti di distribuzione fissati dal regolamento interno”*.

La Francia consente l’autoconsumo collettivo, definito come *“gruppo di produttori e consumatori, legati da una forma giuridica, i cui punti di prelievo ed immissione si trovano a valle della stessa cabina di trasformazione MT/BT”*, dal 2016 secondo quanto previsto dal Capitolo 5 del Code de l’énergie. Con l’entrata in vigore della normativa di recepimento delle direttive europee, la Loi 1147 [48] dell’8 novembre 2019, viene fatta la distinzione tra l’autoconsumo collettivo riferito al condominio/edificio con quello definito *“esteso”* nel quale rientrano tutti *“i punti di prelievo ed immissione collegati in bassa tensione e a valle della stessa cabina di trasformazione MT/BT”*, con potenza massima cumulativa degli impianti pari a 3 MW. Questi possono sia essere di proprietà sia essere gestiti da un terzo che può anche non essere parte della configurazione *“purché subordinato alle istruzioni dell’auto-produttore”*. La stessa normativa fa riferimento anche alla Comunità Energetica dei Cittadini senza essere però definirla e disciplinarla adeguatamente.

In Austria l’autoconsumo collettivo, definito come un insieme di *“utenti, residenziali o commerciali, che si trovano in uno stesso edificio”* che condividono l’energia prodotta secondo un modello *“fisico”* cioè, mediante reti elettriche private interne ai condomini, è consentito e disciplinato dal 2017 con un emendamento alla legge sull’elettricità (EIWOG).

Le direttive RED II e IEM, in riferimento alle comunità energetiche, sono state recepite con la legge sulla diffusione delle energie rinnovabili (Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020) che riporta i concetti di Comunità di energia rinnovabile e Comunità energetiche di cittadini; in entrambe i membri devono delineare uno statuto per la loro organizzazione e gestione, tenendo conto che la comunità può essere proprietaria e quindi gestire la rete di distribuzione. Per quanto riguarda le comunità energetiche rinnovabili, la normativa sottolinea che si fa riferimento *“ai membri e agli impianti di generazione con punti di prelievo ed immissione posti in bassa tensione e sotto la stessa cabina di trasformazione MT/BT”*. La stessa normativa introduce anche le *“Comunità di Energie Rinnovabili per le reti di riscaldamento locali i cui membri (persone fisiche, autorità locali o piccole e medie imprese) possono gestire una rete di riscaldamento locale”*.

3.4 Il quadro normativo italiano

L'Italia ha recepito le indicazioni del Green Deal adottando la Strategia Energetica Nazionale (SEN) [49], redatta nel 2017, e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [50] in attuazione del Regolamento UE n.2018/1999 [51] contenuto nel *“Clean Energy for all Europeans”* [52], nell'ottica di creare delle *“strategie nazionali a lungo termine”*. La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è un documento previsto dalla legge nazionale e descrive la politica energetica nazionale fino al 2030, identificando il riconoscimento giuridico della CER come un intervento necessario che deve essere attuato come strumento per promuovere la decarbonizzazione del settore energetico e per potenziare la partecipazione attiva dei consumatori al mercato dell'energia.

Il PNIEC ribadisce i concetti espressi dalla SEN classificando le comunità energetiche nel quadro dello sviluppo della generazione distribuita che *“richiederà la definizione di strumenti governativi per garantire la sicurezza del sistema, la protezione dei consumatori e l'equa ripartizione degli oneri di rete e di sistema”*. Per quanto riguarda i regimi di sostegno, il PNIEC conferma che i costi operativi dovrebbero essere esentati nel pagamento della bolletta elettrica, per sostenere la crescita iniziale delle comunità energetiche; tuttavia, gli oneri di sistema dovrebbero essere pagati in un secondo momento per bilanciare i mercati energetici riformati e gli incentivi dovrebbero essere dati con un meccanismo più esplicito. In entrambi i casi si parla di autoconsumo e di energia.

Il vero e proprio percorso di recepimento della Direttiva europea RED II si concretizza tra la fine del 2019 e l'inizio del 2020 con l'art. 42 bis del D.L. n.162 [53] del 30 dicembre

2019, conosciuto come Decreto Milleproroghe, convertito nella legge n.8/2020 [54] ed entrato in vigore dal 1° marzo dello stesso anno. Qui la direttiva viene acquisita parzialmente ed in modo anticipato con l'autorizzazione dell'attivazione dell'autoconsumo collettivo e delle comunità energetiche in via sperimentale, da monitorare per coglierne i loro punti di forza e di debolezza ai fini della completa attuazione delle Direttive europee. La normativa delinea le modalità con cui è possibile associarsi e i diritti dei clienti finali a cui aggiunge le condizioni di operatività da rispettare, sottolineando che:

- sono ammessi solo *“gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto”*;
- la condivisione dell'energia prodotta deve avvenire sulla rete di distribuzione esistente;
- i soggetti e gli impianti che partecipano all'autoconsumo collettivo devono trovarsi in uno stesso edificio o condominio, mentre quelli che fanno parte di una comunità energetica devono avere *“punti di prelievo e di immissione [...] ubicati su reti elettriche di bassa tensione, sottese [...] alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione”* (cabina secondaria - MT/BT);
- possono essere previsti sistemi di accumulo, all'interno della stessa struttura nel caso di autoconsumo collettivo e all'interno del perimetro indicato nel caso delle CER.

La normativa indica anche che per l'energia prelevata da rete *“si applicano gli oneri generali di sistema”*, mentre per l'energia autoconsumata e condivisa, tali configurazioni sono soggette a:

- detrazioni fiscali previste dal Testo unico delle imposte sui redditi inerenti alle riqualificazioni energetiche;
- meccanismi tariffari di incentivazione erogati dal GSE per un arco temporale tale da *“garantire la redditività degli investimenti”* per impianti alimentati da fonti rinnovabili adottati negli schemi, al fine di *“premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo”*; questi sono alternativi al meccanismo di sostegno dello scambio sul posto e agli incentivi previsti dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 4 luglio 2019.

Le modalità di attuazione del Decreto Milleproroghe sono definite con la Deliberazione 318/2020/R/eel [55] del 4 agosto 2020 dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e

Ambiente (ARERA) e dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) del 16 settembre 2020 [56] per l'individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili.

Il primo provvedimento adottato in merito è il Documento di Consultazione 112/2020/R/eel [57] del 1° aprile 2020 nel quale vengono indicati i requisiti per attivare uno schema di autoconsumo collettivo o di comunità energetica, l'iter da seguire per accreditarsi presso il GSE per ottenere componenti tariffarie spettanti ed incentivi, ma soprattutto il modello di regolazione da adottare.

Il modello scelto è quello virtuale, più semplice ed efficace rispetto a quello fisico. Quest'ultimo infatti prevede una connessione diretta privata tra le utenze e l'impianto di produzione, con un unico punto di connessione alla rete pubblica, mentre lo schema virtuale prevede l'utilizzo della rete pubblica tra le utenze e l'impianto, con ciascuna utenza collegata alla rete stessa e permette a ciascun cliente finale di mantenere una propria libertà per ogni esigenza presente e futura, sia nella scelta del proprio fornitore sia nella partecipazione allo schema di autoconsumo.

Il documento indica inoltre che la suddivisione dell'autoconsumo virtuale viene scelta in base ad accordi contrattuali tra i membri della configurazione e può essere eseguita in base ad un criterio energetico, *“ad esempio in proporzione ai prelievi di ciascun utente in ciascun arco temporale di misura”* che quindi invoglia a consumare maggiormente energia durante la sua produzione, o fisso, *“per esempio di tipo millesimale, non in relazione ai consumi”*.

La Deliberazione 318/2020/R/eel del 4 agosto 2020, che ha come oggetto la *“regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile”*, aggiunge altre disposizioni in merito all'energia elettrica condivisa definita come *“in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata”* dalla rete dai punti di connessione che fanno parte del gruppo/comunità, dove con energia elettrica effettivamente immessa si intende quella al netto dei coefficienti di perdita convenzionali.

Vengono poi indicati i requisiti necessari dalla nascita, alla durata della configurazione e le procedure per accedere al servizio di valorizzazione ed incentivazione dell'energia

elettrica condivisa, precisando che nella definizione di impianti di nuova costruzione rientrano anche i potenziamenti di quelli esistenti, ma non gli impianti di produzione ibrida.

Il MISE, con il decreto del 16 settembre 2020, definisce *“la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, inseriti nelle configurazioni sperimentali”* e le relative modalità di accesso. Esso indica infatti che, l’energia condivisa, ad eccezione degli impianti fotovoltaici che hanno accesso alle detrazioni relative al Superbonus, *“ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio (TP) pari a 100 €/MWh nel caso in cui l’impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo; 110 €/MWh nel caso in cui l’impianto di produzione faccia parte di una comunità energetica rinnovabile”*, erogati dal GSE, con l’intento di sostituire il meccanismo di scambio sul posto, tanto è che indica ai soggetti beneficiari di tale meccanismo la possibilità di *“recedere dalla convenzione [...] con il GSE ai fini dell’inserimento dei medesimi impianti in configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità energetica rinnovabile e dell’accesso alla tariffa incentivante”*.

Il 22 dicembre 2020 vengono emanate da GSE le prime Regole Tecniche in relazione alla deliberazione 318/2020/R/eel e del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 16 settembre 2020, ai fini dell’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa nell’ambito di configurazioni di gruppi di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità di energia rinnovabile.

La legge 22 aprile 2021, n. 53 [58], dell’8 maggio 2021, nota come Legge di delegazione europea 2019-2020, affida al governo l’incarico di accogliere ed includere nel proprio ordinamento, tra le direttive europee, anche la RED II e la IEM, le cui prime bozze sono state approvate il 5 agosto 2021 e completamente recepite rispettivamente dal D.lgs. n.199/2021 [59] e D.lgs. n.210/2021 [60] dell’8 novembre 2021.

Il D.lgs. n.199/2021 delinea non solo *“gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030 [...] in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001”* ma anche le *“disposizioni necessarie all’attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili”*.

In merito alle configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità energetiche rinnovabili esso conferma quanto già esposto ma, rispetto alla Legge 8/2020, estende:

- la categoria dei soggetti ammessi aggiungendo gli *“enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell’elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall’Istituto Nazionale di Statistica”*;
- la tipologia di impianti ammessi, consentendo la partecipazione a quelli *“esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità”*;
- la potenza massima da 200 kW ad 1 MW per ciascun impianto, entrato in esercizio in data successiva al 15 dicembre 2021, impiegato per lo schema;
- i servizi erogabili dalla comunità, indicando che *“può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità”*;
- il perimetro di circoscrizione, dalla cabina secondaria a quella primaria (AT/MT).

Questo ampliamento comporta dei vantaggi, innanzitutto per quanto riguarda la tipologia di membri che possono partecipare alla comunità in quanto le medie imprese sono generalmente connesse in media tensione, a cui si aggiunge la possibilità di accesso alle informazioni detenute dai distributori. In Tabella 1.2 viene riportato il confronto tra il Decreto-legge 8/2020 e il D.lgs. 199/2021.

Tabella 1.2 Confronto tra le limitazioni fornite da Decreto-legge 8/2020 e il D.lgs. 199/2021

	Legge 8/2020	D.lgs. 199/2021
Categorie dei soggetti ammessi	Persone fisiche, PMI, enti territoriali, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali	Persone fisiche, PMI, enti territoriali, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, enti religiosi, di ricerca e formazione, del terzo settore e di protezione ambientale, nonché le amministrazioni locali contenute nell’elenco divulgato dall’ISTAT.
Perimetro	Cabina secondaria	Zona di mercato / Cabina primaria
Tipologia degli impianti ammessi	Nuova realizzazione; potenziamento di impianti esistenti (solo sezione potenziata)	Nuova realizzazione; potenziamento di impianti esistenti (solo sezione potenziata); 30% della potenza complessiva degli impianti esistenti alimentati da fonti rinnovabili.
Potenza max per ogni impianto	200 kW	1 MW
Entrata in esercizio	1° marzo 2020	15 dicembre 2021

Il Decreto legislativo n. 210/2021 modifica ed aggiorna il D.Lgs. 79/1999, delineando le disposizioni in merito al mercato dell'energia elettrica, e definisce, in accordo con la relativa direttiva europea, il cliente attivo e la comunità energetica dei cittadini, i loro diritti, le modalità di aggregazione e di condivisione dell'energia elettrica.

Il 4 aprile 2022, in seguito all'approvazione con determinazione ARERA DMEA/EFR/03/2022 [61], sono state aggiornate le *“Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivise”* nell'ambito di schemi di autoconsumo collettivo e di comunità energetiche rinnovabili. Vengono in esso riportate le configurazioni previste dalla normativa, i requisiti e le modalità di richiesta di accesso al servizio, il procedimento della sua valutazione, le eventuali modifiche da apportare, lo schema di contratto, i controlli e le verifiche da effettuare, i criteri di calcolo e le tempistiche di erogazione dei corrispettivi da e verso il GSE.

Il 28 novembre 2022 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) avvia fino al 12 dicembre dello stesso anno la consultazione pubblica propedeutica all'*“Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199”* per raccogliere osservazioni e spunti dai portatori di interesse (cittadini, imprese, regioni, province autonome, comuni, comunità energetiche già operative, associazioni ambientaliste, aziende energetiche, ecc.), secondo quanto indicato dal relativo documento che *“individua criteri e modalità per la concessione di incentivi volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche, sistemi di autoconsumo collettivo e individuale a distanza”*, alla quale sono pervenute osservazioni da 257 soggetti interessati.

L'attuazione dei decreti legislativi 199/2021 e 210/2021 avviene per mezzo del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) [62], approvato dall'ARERA con delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022 modificato dalla deliberazione 15/2024/R/eel del 30 gennaio 2024. Si tratta di un testo unico inerente ai gruppi di auto consumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini, comunità energetiche e auto consumatori individuali su rete pubblica, dei quali indica i requisiti per l'accesso al servizio e regola le modalità per valorizzare l'autoconsumo.

Esso introduce, tra tutte, le seguenti definizioni:

- configurazione per l'autoconsumo diffuso in cui rientrano:

- gruppo di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente¹;
 - gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente²;
 - comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile³;
 - comunità energetica dei cittadini⁴;
 - auto consumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta⁵;
 - auto consumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione⁶;
 - cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione⁷.
- auto consumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione, cioè colui che, secondo quanto riportato dal decreto legislativo 199/21, *“produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo con uno o più impianti [...] ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l’auto consumatore opera”* utilizzando *“la rete di distribuzione esistente per condividere l’energia prodotta”*;
 - auto consumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta, che *“produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo realizzando un impianto [...] direttamente interconnesso all’utenza del cliente finale”*, secondo quanto riportato dal decreto legislativo 199/21, ed ha *“richiesto e ottenuto l’accesso al regime regolatorio e incentivante previsto per le forme di autoconsumo diffuso”*;
 - cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione, definito come colui che *“utilizza la rete di distribuzione per condividere l’energia elettrica prodotta e accumulata con uno o più impianti di produzione ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale il cliente attivo opera e consumarla nei punti di prelievo dei quali è titolare”*;

¹ Gruppo previsto dall’articolo 2, comma 1, lettera o), del decreto legislativo 199/21

² Gruppo di clienti attivi, secondo quanto previsto dall’articolo 14, comma 4, del decreto legislativo 210/21.

³ Soggetto che opera nel rispetto di quanto stabilito dall’articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 210/21

⁴ Soggetto che opera nel rispetto di quanto stabilito dall’articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 210/21

⁵ Autoconsumatore di energia rinnovabile che rispetta i requisiti previsti dall’articolo 30, comma 1, lettera a), numero 2.1), del decreto legislativo 199/21

⁶ Autoconsumatore di energia rinnovabile che rispetta i requisiti previsti dall’articolo 30, comma 1, lettera a), numero 2.2), del decreto legislativo 199/21

⁷ Cliente attivo che utilizza la rete di distribuzione per condividere l’energia elettrica prodotta e accumulata con uno o più impianti di produzione ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale il cliente attivo opera e consumarla nei punti di prelievo dei quali è titolare.

- energia elettrica condivisa è *“in ogni ora e per l’insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l’autoconsumo diffuso, il minimo tra l’energia elettrica immessa [...] e l’energia elettrica prelevata ai fini della condivisione”*;
- energia elettrica autoconsumata è *“ad ogni ora, l’energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria”*.

Queste ultime due definizioni mettono in evidenza la distinzione fatta per l’energia elettrica condivisa ed autoconsumata nell’ambito delle comunità energetiche, mediante due diversi perimetri geografici; per la prima si parla infatti di zona di mercato mentre per la seconda si fa riferimento alla medesima cabina primaria. Nella delibera si fa riferimento alle Regole Tecniche del GSE e al sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione (GAUDI), portale a livello nazionale per identificare in modo univoco gli impianti di produzione di energia elettrica sviluppata e gestita da Terna.

Rispetto alla deliberazione 318/2020/Reel, nelle ultime Regole tecniche per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa del GSE, viene semplificato l’iter operativo per la formazione e la gestione delle varie configurazioni, ma quello che sostanzialmente cambia, oltre all’estensione della potenza massima ammessa per gli impianti ed il perimetro di circoscrizione relativo alle comunità, è il calcolo del GSE relativo al contributo per la valorizzazione dell’energia elettrica auto consumata, determinato in maniera differente a seconda della tipologia della configurazione per l’autoconsumo diffuso.

3.5 Il decreto CER e le regole operative CACER e TIAD

Le ultime fatiche in materia di normazione per l’energia condivisa ed autoconsumata sono rappresentate dal Decreto CER [63] emanato il 7 dicembre 2023 dal MASE e le regole operative del Decreto CACER e TIAD [64] pubblicato dal GSE per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso e al contributo PNRR.

Vengono di seguito riportati i tratti salienti, ma non esaustivi, dell’intero documento, e soprattutto significativi ai fini della trattazione.

Il Decreto CER, nel perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, disciplina, ai sensi dell’articolo 8 del decreto legislativo n. 199 del 2021, le modalità di incentivazione per

sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile e definisce criteri e modalità per la concessione dei contributi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Il Titolo II reca invece disposizioni per la definizione degli incentivi sotto forma di tariffa incentivante sulla quota di energia condivisa per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo, andando a definire i requisiti e le procedure per l'accesso agli incentivi.

Il Titolo III reca disposizioni per l'erogazione di contributi in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili per lo sviluppo delle comunità energetiche e delle configurazioni di autoconsumo collettivo nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti attraverso la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, anche abbinati a sistemi di accumulo di energia in attuazione del PNRR e il Titolo IV rimanda alle regole operative del GSE.

Di essenziale importanza sono anche gli allegati che riportano le tariffe premio spettanti (Allegato 1), le spese ammissibili del contributo in conto capitale e massimali previsti (Allegato 2) e i requisiti specifici per l'accesso ai benefici (Allegato 3).

Le Regole operative del GSE sono state redatte in attuazione dell'art. 11 del Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 7 dicembre 2023, n. 414 (Decreto CACER) e dell'art. 11 dell'Allegato A alla delibera 727/2022/R/eel (TIAD) dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Sono strutturate in ragione dei regimi di accesso alle forme di valorizzazione e incentivazione previste degli ultimi due decreti citati.

Gli allegati presenti nel documento riportano gli schemi di contributo in conto capitale, i modelli per l'accesso al servizio di autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, con tutta la documentazione da allegare.

Ai sensi del TIAD, le tipologie di configurazione ammesse al servizio sono le seguenti:

- A. Auto-consumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione o sistema di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione (nel seguito, auto-consumatore a distanza);
- B. gruppo di auto-consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili (nel seguito, gruppo di auto-consumatori);
- C. comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile (CER);
- D. cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;

- E. gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
- F. comunità energetica dei cittadini (CEC);
- G. auto-consumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta.

Per il Decreto CACER, le tipologie di configurazione che accedono alla tariffa incentivante sono le seguenti:

- A. Auto-consumatore a distanza;
- B. Gruppo di auto-consumatori;
- C. CER.

Le tipologie di configurazione ammesse ai benefici della misura PNRR sono le seguenti:

- B. Gruppo di auto-consumatori;
- C. CER.

Le regole tecniche riportano i requisiti delle configurazioni che accedono alla tariffa incentivante e al contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata e le procedure per l'accesso al contributo in conto capitale.

3.6 Gli incentivi statali previsti per la costituzione delle CER

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono soggetti che autoconsumano energia elettrica derivante da fonti rinnovabili (FER). Per incentivare questa pratica, sono previsti due tipi di incentivi:

1. Una tariffa incentivante (Tabella 1.3), gestita dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che remunera l'energia autoconsumata virtualmente dai membri della CER. Questa tariffa ha una durata di 20 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto FER, è somma di una quota fissa ed una variabile, e varia tra 60 e 120 euro per MWh a seconda della dimensione dell'impianto e del prezzo di mercato dell'energia. Per i sistemi fotovoltaici, è previsto un ulteriore incremento fino a 10 euro per MWh per località del Nord e del Centro Italia, basato sulla geolocalizzazione dell'impianto.
2. Un corrispettivo di valorizzazione, stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), che compensa l'energia autoconsumata ad un tasso approssimativo di 8 euro per MWh.

Tabella 1.3 valore della tariffa incentivante riconosciuta dal GSE

Potenza Impianto	Tariffa incentivante
potenza < 200 kW	80 €/ MWh + (0 ÷ 40 €/ MWh)
200 kW < potenza < 600 kW	70 €/ MWh + (0 ÷ 40 €/ MWh)
potenza > 600 kW	60 €/ MWh + (0 ÷ 40 €/ MWh)

Inoltre, tutta l'energia elettrica rinnovabile prodotta ma non autoconsumata resta nella disponibilità dei produttori ed è valorizzata a condizioni di mercato, per cui è possibile richiedere al GSE l'accesso alle condizioni economiche del ritiro dedicato.

Infine, per le sole CER i cui impianti di produzione sono ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti, è previsto un contributo in conto capitale, pari al 40% del costo dell'investimento, finanziato attraverso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

La tariffa incentivante riconosciuta dal GSE per l'energia autoconsumata è costituita da una componente fissa e una variabile. La componente fissa diminuisce all'aumentare della potenza dell'impianto, mentre la componente variabile oscilla tra 0 e 40 euro per MWh, in base al prezzo di mercato dell'energia.

Sono inoltre previste maggiorazioni tariffarie per gli impianti fotovoltaici installati nelle regioni centrali e settentrionali rispetto a quelli posizionati nel sud Italia. Al fine di tener conto della minor producibilità degli impianti fotovoltaici installati nelle Regioni centro settentrionali rispetto a quelli posizionati nel Regioni del Sud Italia, sono previste le seguenti maggiorazioni tariffarie:

- 4 €/MWh, per le regioni del centro Italia (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo);
- 10 €/MWh per le regioni del nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto).

Inoltre, sulla base della quantità di energia elettrica autoconsumata, il GSE determina il corrispettivo di valorizzazione ARERA da riconoscere a ciascuna CER. Tale corrispettivo varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA per l'energia elettrica condivisa che nel 2023, ad esempio, era pari a 8,48 €/MWh.

Il contributo in conto capitale del PNRR copre invece il 40% delle spese sostenute per la realizzazione degli impianti FER, con limiti e massimali definiti in base alla potenza dell'impianto:

- 1.500 €/kW, per impianti fino a 20 kW;
- 1.200 €/kW, per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW;
- 1.100 €/kW per potenza superiore a 200 kW e fino a 600 kW;
- 1.050 €/kW, per impianti di potenza superiore a 600 kW e fino a 1.000 kW.

L'IVA non è inclusa nelle agevolazioni, tranne nei casi in cui non sia recuperabile secondo la legislazione sull'IVA.

Le Spese ammissibili del contributo in conto capitale, riportate nell'Appendice E delle regole operative del GSE, risultano essere:

- realizzazione di impianti a fonti rinnovabili (a titolo di esempio: componenti, inverter, strutture per il montaggio, componentistica elettrica, etc.)
- fornitura e posa in opera dei sistemi di accumulo;
- acquisto e installazione macchinari, impianti e attrezzature hardware e software, comprese le spese per la loro installazione e messa in esercizio;
- opere edili strettamente necessarie alla realizzazione dell'intervento;
- connessione alla rete elettrica nazionale;
- studi di prefattibilità e spese necessarie per attività preliminari, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni;
- progettazioni, indagini geologiche e geotecniche il cui onere è a carico del progettista per la definizione progettuale dell'opera;
- direzioni lavori, sicurezza;
- collaudi tecnici e/o tecnico-amministrativi, consulenze e/o supporto tecnico-amministrativo essenziali all'attuazione del progetto.

Le spese connesse a studi di prefattibilità e collaudi tecnici e /o tecnico-amministrativi sono finanziabili in misura non superiore al 10% dell'importo ammesso a finanziamento.

Nel caso in cui l'impianto risulta beneficiario di un finanziamento in conto capitale, la tariffa incentivante viene ridotta proporzionalmente in funzione della % di cofinanziamento. Nel caso limite del 40% di contributo in conto capitale, la tariffa incentivante viene ridotta del 50%.

Per quanto riguarda gli impianti o potenziamenti di impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali è possibile richiedere i contributi in conto capitale, previsti dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 del PNRR dovranno far parte, una volta realizzati, di una configurazione di CER o di gruppo di autoconsumatori.

L'impianto di produzione da fonti rinnovabili, per la cui realizzazione è richiesto il contributo in conto capitale, deve inoltre detenere alcune caratteristiche:

- essere realizzato tramite intervento di nuova costruzione o potenziamento;
- avere potenza non superiore a 1 MW;
- disporre di titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ove previsto;
- disporre di preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva, ove previsto;
- essere ubicato in Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti (a tal fine si farà riferimento ai dati Istat sui Comuni, aggiornati alla data di invio della richiesta);
- essere ubicato nell'area sottesa alla medesima cabina primaria a cui fa riferimento la configurazione di CER o di Gruppo di autoconsumatori di cui l'impianto/UP farà parte;
- avere data di avvio lavori successiva alla data di presentazione della domanda di contributo da parte del soggetto beneficiario;
- entrare in esercizio entro diciotto mesi dalla data di ammissione al contributo e, comunque, non oltre il 30 giugno 2026;
- rispettare i requisiti previsti dal principio DNSH e tagging climatico
- essere inserito, una volta realizzato, in una configurazione di gruppo di autoconsumatori o di CER per la quale risulti attivo il contratto per l'erogazione della tariffa incentivante

3.6.1 Aree di mercato e andamento medio del prezzo

Le aree di mercato rappresentano una componente fondamentale nella struttura del mercato elettrico, influenzando sia la formazione dei prezzi che la distribuzione dell'energia. In Italia, il mercato elettrico è organizzato secondo un modello di mercato libero che consente la libera contrattazione tra domanda e offerta, articolandosi in diverse aree geografiche di mercato. Queste aree sono definite in base a criteri tecnici e geografici e riflettono le condizioni di rete e le dinamiche di domanda e offerta locali, permettendo di individuare eventuali criticità nella rete di distribuzione e di ottimizzare l'utilizzo delle risorse energetiche, contribuendo a una maggiore efficienza e sostenibilità del sistema energetico nazionale. Le zone di mercato italiane sono le seguenti:

1. **Zona Nord (NORD):** Comprende le regioni settentrionali, tra cui Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Veneto, Trentino-Alto Adige e Friuli Venezia Giulia.

2. **Zona Centro Nord (CNOR):** Include l'Emilia-Romagna e la Toscana.
3. **Zona Centro Sud (CSUD):** Comprende le Marche, l'Umbria, il Lazio e l'Abruzzo.
4. **Zona Sud (SUD):** Include Molise, Campania, Puglia e Basilicata
5. **Zona Calabria (CALB):** Rappresenta la Calabria
6. **Zona Sicilia (SICI):** Rappresenta la Sicilia
7. **Zona Sardegna (SARD):** Rappresenta la Sardegna

In Figura 3.1 viene riportato lo storico dei prezzi di mercato del giorno prima (MGP) elaborati dall'archivio dati Gestore Mercati Energetici in relazione alla zona di mercato della Calabria. Da gennaio 2021 la Calabria non fa più parte della Zona di mercato Sud, bensì è stata istituita una zona Calabria che avrebbe dovuto permettere una migliore gestione dei prezzi dell'energia. Il Mercato del Giorno Prima (MGP) ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica e le offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al prezzo unico nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi delle zone geografiche ponderata per le quantità acquistate in tali zone, e determina l'importo delle bollette che arrivano a casa a parità di consumi. L'istituzione dell'area di mercato Calabria nel 2021 ha permesso una maggiore granularità nell'analisi e nella gestione dei prezzi dell'energia elettrica in questa regione. Questa suddivisione rispecchia le specificità geografiche, infrastrutturali e di domanda energetica della Calabria, permettendo di affrontare con maggiore precisione le sfide locali.

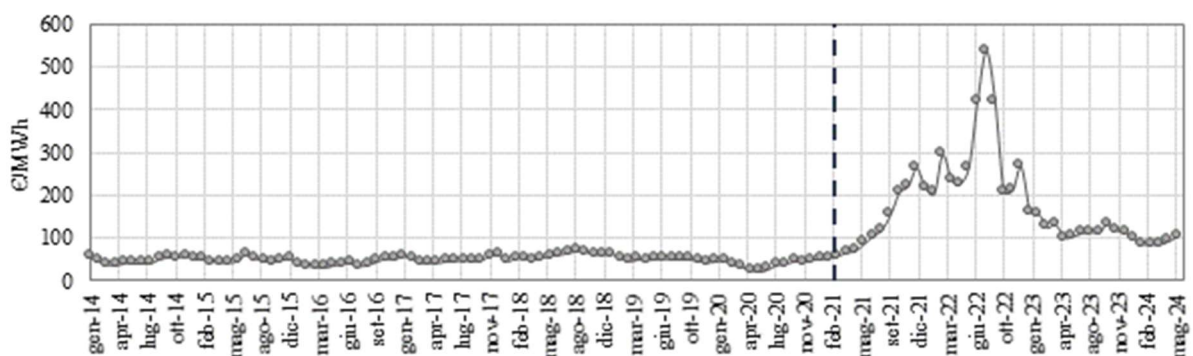


Figura 3.1 Storico dei prezzi di Mercato del Giorno Prima (MGP)

3.7 Sintesi del processo di normazione comunitario ed italiano

Le informazioni riportate in questo secondo capitolo risultano essenziali per definire le basi su cui costruire metodi e modelli per l'analisi delle comunità energetiche. Ogni tipo di

analisi è legata fortemente al quadro legislativo in vigore, ovvero i confini geografici di una CER, i limiti dimensionali dei generatori, la tariffa per l'energia condivisa e autoconsumata, la presenza di incentivi e tutto quello che ne consegue per uno studio realistico della tematica. Importante è anche quanto si è mosso in questi anni da parte delle Regioni a supporto dello sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili. Sono 15 le Amministrazioni regionali che hanno emanato Leggi Regionali prevedendo in 13 casi anche importanti risorse sulla base dei fondi nazionali previsti dal PNRR ai quali si aggiungono 8 Regioni con programmi di finanziamento pubblico e 2 programmi finanziati da privati. Per questo motivo si è ritenuto utile riportarli schematicamente, collocandoli temporalmente in relazione a tutti i provvedimenti nazionali e comunitari. In Tabella 1.4 viene riportata in maniera sintetica la cronistoria del processo italiano e comunitario di normazione in materia di comunità energetiche [65].

Tabella 1.4 Cronologia del processo italiano ed europeo di sviluppo delle Comunità Energetiche. Il processo legislativo europeo è in blu, il processo legislativo italiano in rosso e le iniziative regionali in verde.

30 novembre 2016	La Commissione europea ha presentato la proposta "Clean Energy for all Europeans Package"
3 agosto 2018	L.R. n°12 Regione Piemonte "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche".
11 dicembre 2018	È stata approvata la Direttiva (UE) 2018/2001 <i>Renewable Energy Directive RED II</i> , che definisce le Comunità Energetiche Rinnovabili
8 Marzo 2019	Dgr n. 18-8520 Regione Piemonte "Dgr 8 marzo 2019, n. 18-8520"
5 giugno 2019	È stata approvata la Direttiva (UE) 2019/944 <i>Internal Market for Electricity IEM</i> , che definisce le Comunità Energetiche dei Cittadini.
9 agosto 2019	L.R. n°45 Regione Puglia "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche". Approvazione definitiva Linee Guida attuative
28 febbraio 2020	Il Parlamento italiano ha approvato la legge n.8 2020 Decreto Milleproroghe, introducendo la fase transitoria per l'autoconsumo collettivo e le CER
6 luglio 2020	L.R. n°13 Regione Liguria "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche rinnovabili e delle configurazioni di autoconsumo collettivo"

Capitolo 3. Il Panorama normativo italiano ed europeo

4 agosto 2020	L'ARERA ha pubblicato la delibera 318/2020/R/eel, che disciplina le voci economiche relative all'energia auto consumata collettivamente e condivisa
30 agosto 2020	Termine recepimento IEM
16 settembre 2020	Il Ministero dello Sviluppo Economico ha definito la tariffa incentivante per l'energia auto consumata e condivisa collettivamente
19 novembre 2020,	L.R. n°25 Regione Calabria “Promozione dell’istituzione delle Comunità energetiche da fonti rinnovabili”
22 dicembre 2020	Il GSE pubblica le regole tecniche per la fase sperimentale
29 dicembre 2020	L.R. n°38 Art. 20 Regione Campania, “Indirizzi regionali per la costituzione delle Comunità energetiche in Campania”
11 giugno 2021	L.R. n°10 Regione Marche “Interventi regionali di promozione e sostegno dell’istituzione dei gruppi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e delle comunità energetiche rinnovabili”
30 giugno 2021	Termine recepimento RED II
8 novembre 2021	DLGS 199/2021 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili.
8 novembre 2021	DLGS 210/2021 Attuazione della Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
23 febbraio 2022	L.R. n°2 Regione Lombardia “Promozione e sviluppo di un sistema di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) in Lombardia. Verso l'autonomia energetica”
25 febbraio 2022	Deliberazione n°6/20 Regione Sardegna “Atto di indirizzo per la promozione e il sostegno per la costituzione di comunità energetiche rinnovabili e per configurazioni di autoconsumo collettivo”
4 aprile 2022	Il GSE pubblica le Regole tecniche per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa
2 maggio 2022	L-P. n°4 Provincia di Trento “Legge provinciale sulle fonti rinnovabili 2022”
17 maggio 2022	L.R. n°8 Regione Abruzzo “Interventi regionali di promozione dei gruppi di auto consumatori di

Capitolo 3. Il Panorama normativo italiano ed europeo

	energia rinnovabile e delle comunità energetiche rinnovabili e modifiche alla l.r. 6/2022”
27 maggio 2022	L.R. n°5 Regione Emilia Romagna “Promozione e sostegno delle comunità energetiche rinnovabili e degli auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”
15 giugno 2022	AVVISO PUBBLICO Regione Sicilia per la costituzione delle Comunità di Energie Rinnovabili e Solidali
5 luglio 2022	L.R. n°16 Regione Veneto “Promozione dell’istituzione delle comunità energetiche rinnovabili e di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente sul territorio regionale”
14 luglio 2022	Disegno Legge 74/XVI Regione Valle d’Aosta “Disposizioni per la promozione e lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e dell’autoconsumo collettivo”
28 novembre 2022	L-R. n°42 Regione Toscana “Promozione e sostegno delle comunità energetiche rinnovabili”
27 dicembre 2022	Con la delibera 727/2022 ARERA ha approvato il TIAD (Testo Integrato Autoconsumo Diffuso) disciplinando modalità e configurazioni della generazione distribuita prevista dai decreti legislativi 199/21 e 210/21
23 gennaio 2024	Entra in vigore il Decreto MASE, del 7 dicembre 2023, n. 414 (Decreto CER) che definisce le nuove modalità di concessione di incentivi
30 gennaio 2024	Deliberazione 15/2024/R/EEL, modifiche al testo integrato autoconsumo diffuso e verifica delle regole tecniche per il servizio per l’autoconsumo diffuso predisposte dal gestore dei servizi energetici GSE
23 febbraio 2024	Il GSE pubblica il Decreto CACER e TIAD con le regole operative per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso e al contributo PNRR
8 aprile 2024	Sono online i portali per l’invio delle richieste dei contributi per le Comunità energetiche e le configurazioni di autoconsumo previste dal Decreto CACER e dal TIAD.

Capitolo **4**

Metodologia: software e apparato sperimentale

La metodologia rappresenta un elemento fondamentale della ricerca scientifica, delineando i procedimenti e le tecniche impiegate per raccogliere e analizzare i dati.

Essa garantisce la replicabilità dello studio, consentendo ad altri ricercatori di verificare i risultati ottenuti. Un'accurata descrizione metodologica contribuisce alla trasparenza della ricerca, permettendo una valutazione critica dell'affidabilità e della validità delle conclusioni.

In tal senso, la scelta e la giustificazione dei metodi utilizzati sono cruciali per il rigore scientifico e per l'avanzamento della conoscenza nel campo di studio.

All'interno di questo Capitolo viene riportato il processo metodologico messo in atto per la ricerca in esame. Sono stati descritti i software analizzati e la strumentazione di cui ci si è avvalsi, riportando anche le assunzioni fatte ai fini dello studio e le relative giustificazioni.

4.1 Simulazioni dinamiche per la definizione di profili orari

La valutazione del fabbisogno di riscaldamento per ciascun edificio è stata condotta mediante simulazioni dinamiche orarie secondo il modello descritto nella norma UNI EN ISO 52016-2, impiegate per ottenere una comprensione dettagliata delle esigenze termiche e utilizzando lo strumento commerciale Termolog della casa Logical Soft [66]. Questo software, con il suo modulo per la simulazione dinamica adotta un approccio di modellazione basato sul metodo RC. La decisione di adottare la norma UNI EN ISO 52016 per le simulazioni dinamiche orarie ha comportato un significativo miglioramento rispetto alla tradizionale valutazione in regime semi-stazionario basata sulla UNI TS 11300-1. La norma UNI EN ISO 52016, sviluppata per offrire un quadro più completo e accurato della prestazione energetica degli edifici, si distingue per l'introduzione di un approccio dinamico che tiene conto delle variazioni orarie delle condizioni climatiche e dell'uso degli edifici. In particolare, mentre la UNI TS 11300-1 si concentra principalmente sulla determinazione del fabbisogno energetico degli edifici in condizioni di equilibrio termico, la norma UNI EN ISO 52016 incorpora una valutazione dinamica che considera le variazioni nel tempo delle temperature interne ed esterne, nonché dei carichi termici interni generati dalle attività degli occupanti e dalle apparecchiature presenti negli edifici.

Per le simulazioni dinamiche è stata utilizzata l'Appendice Nazionale Italiana approvata dalla Commissione Tecnica UNI/CTI 202. Diversamente dalla versione europea presenta un modello di calcolo dinamico per l'involucro opaco degli edifici, che varia in funzione della resistenza e della capacità dei singoli materiali. Nel gennaio 2019, la Commissione Tecnica 202 del Comitato Termotecnico Italiano ha approvato l'Appendice Nazionale Italiana, apportando significative modifiche al modello di calcolo delle strutture rispetto alla norma europea, offrendo una soluzione ancora più dettagliata. L'Appendice Nazionale, denominata Appendice A, è già prevista dalla struttura della UNI EN ISO 52016:2018, nonché da tutte le norme del pacchetto EPB 52000. L'obiettivo è rendere la norma maggiormente adattabile alle tecniche costruttive prevalenti in ciascun paese. L'Appendice A raccoglie le scelte di ogni nazione, i modelli e i dati di base necessari per l'applicazione della norma a livello nazionale.

Il metodo di calcolo dinamico della norma EN ISO 52016 si basa su un modello a parametri concentrati RC (resistenza e capacità). Questo implica che ogni elemento disperdente è rappresentato mediante un circuito equivalente RC a parametri concentrati,

composto da 5 nodi, 4 resistenze e 5 condensatori, oltre a 3 nodi per la temperatura dell'aria, 2 resistenze convettive e 2 resistenze radiative. Nel modello implementato dalla norma europea, il numero di nodi, resistenze e condensatori è fisso e non corrisponde al numero reale di strati della struttura. Pertanto, qualsiasi tipo di stratigrafia, con qualsiasi numero di strati e tipo di materiale, deve essere ricondotta a una tipologia standard suddivisa in cinque casi, in funzione della distribuzione della massa.

La struttura della nuova UNI EN ISO 52016, e più in generale di tutte le norme del pacchetto EPDB 52000 (ISO 52000-1, 52003-1, 52010-1, 52016-1 e 52018-1), è concepita per rendere le norme flessibili e maggiormente adattabili alle tecniche costruttive diffuse in ciascuna nazione che adotterà questo metodo di calcolo.

Per ciascuno standard, sono previste due appendici:

- Annex A: appendice di carattere normativo che contiene le scelte tra i metodi, i dati di input richiesti e i riferimenti ad altre norme che ciascuna nazione può adottare autonomamente.
- Annex B: appendice di carattere informativo che fornisce un set di valori di default per l'applicazione del pacchetto EPB.

Le modifiche introdotte dall'Appendice Italiana comprendono:

- Un nuovo modello RC per le strutture
- Il calcolo orario dell'extraflusso termico verso la volta celeste
- Il fattore Fw dei serramenti, che riduce l'apporto solare entrante in funzione dell'orientamento e del trattamento eventualmente eseguito sui vetri
- I valori di default delle frazioni convettive per diversi tipi di impianto, quali radiatori, pannelli radianti, ventilconvettori, e impianti a tutt'aria.

La versione italiana, sviluppata dalla Commissione Tecnica UNI/CTI 202, si distingue per il miglioramento del modello RC delle strutture opache implementato nella norma EN ISO 52016, con l'obiettivo di rappresentare più accuratamente le stratigrafie delle pareti. Ciò ha portato allo sviluppo di un modello molto più elaborato, in cui il numero di nodi è variabile e dipende dalla reale composizione e sequenza dei materiali della parete.

Questo approccio dinamico permette una rappresentazione più accurata del comportamento termico degli edifici nel corso della giornata e dell'anno, consentendo di cogliere le variazioni nei consumi energetici legate agli schemi di utilizzo degli spazi e alle condizioni climatiche in continua evoluzione.

Questa convergenza tra le metodologie ingegneristiche e le normative internazionali più aggiornate rappresenta un passo significativo verso una valutazione più accurata e completa delle prestazioni energetiche degli edifici, fornendo una base solida per l'ottimizzazione dei progetti di efficienza energetica e per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale.

La modellazione dell'impianto con riferimento alle norme tecniche UNI TS 11300 richiedono un'analisi approfondita degli impianti e diventa indispensabile conoscere alcuni concetti fondamentali da accostare alle regole di modellazione. Il calcolo dell'impianto va eseguito distinguendo cinque sottosistemi: emissione, regolazione, distribuzione, accumulo e produzione. Per ciascuno di questi sottosistemi si calcolano perdite e recuperi di calore ed energia. Ogni impianto ha un proprio rendimento e ciò significa che avrà perdite e recuperi in funzione di questa caratteristica.

La norma UNI TS 11300 fornisce due approcci e la scelta del metodo dipende dal tipo di intervento. Si definiscono tre distinte "modalità di valutazione", denominate, rispettivamente, A1 (di progetto - design rating), A2 (standard - asset rating) ed A3 (adattata all'utenza - tailored rating). Le caratteristiche principali di ciascuna modalità di valutazione, così come i relativi campi di applicazione sono definiti dalla stessa norma tramite il Prospetto 1. Diviene pertanto essenziale identificare il corretto approccio in quanto, ad ogni prestazione, corrisponde, secondo lo scopo, una specifica modalità di valutazione

La norma UNI TS 11300 -1, attraverso il prospetto 1 definisce così la valutazione di tipo A1/A2 e la valutazione di tipo A3. Nel primo caso, lo scopo è quello di determinare indicatori energetici, i quali consentano di classificare gli edifici, di verificarne i requisiti rispetto a prestazioni di riferimento nonché di renderli tra loro confrontabili. Al fine di perseguire tale obiettivo, occorre necessariamente fondare il calcolo su parametri ed impostazioni convenzionali, funzione ad esempio della località o della destinazione d'uso, prescindendo quindi dalle tipicità di ogni edificio. Più marcate sono invece le differenze rispetto alla valutazione A3, il cui campo di applicazione specifico è costituito dalla diagnosi energetica. Con Termolog questa distinzione viene tenuta in considerazione attraverso i due metodi di calcolo analitico e tabellare. Generalmente il metodo Analitico è richiesto per interventi che riguardano la nuova costruzione o la ristrutturazione importante di primo livello. Nei casi di calcolo di edifici esistenti, APE, diagnosi energetica, valutazioni sui bonus fiscali la norma permette l'utilizzo del metodo tabellare. Ai fini di questo studio, trattandosi di tutti edifici esistenti e volendo valutarne le prestazioni, il metodo tabellare è stato prediletto.

Dopo la valutazione dei requisiti termici attraverso il software Termolog, sono state scelte pompe di calore commerciali aria-acqua per ogni edificio analizzato. In particolare, la curva caratteristica della pompa di calore è stata tracciata per una temperatura di mandata di 45 °C identificandone la linea di tendenza. Attraverso l'equazione della linea di tendenza, è stato poi calcolato il COP rispetto alla temperatura dell'aria esterna ora per ora. Infine, avendo a disposizione il COP e il fabbisogno termico, è stato valutato il fabbisogno elettrico ora per ora.

4.2 Il monitoraggio e i meters

4.2.1 Il monitoraggio dei consumi elettrici degli edifici

La campagna sperimentale attesa dal progetto di dottorato ha previsto, per alcuni degli edifici in esame e limitatamente alle possibilità economiche, il monitoraggio dei consumi elettrici. Il monitoraggio è stato effettuato con dei misuratori di corrente e tensione commerciali, andando ad installarne di monofase e trifase in relazione ai contatori.

Lo Shelly EM (Figura 4.1) è un misuratore di corrente e tensione Wi-Fi che consente il monitoraggio del consumo di qualsiasi elettrodomestico, circuito elettrico e apparecchiature (luci, linee elettriche, sistemi di sicurezza, Termoconvettori, condizionatori, ecc.) ed è dotato di una protezione da sovraccarico e massima temperatura.



Figura 4.1 Shelly EM misuratore di corrente monofase

Collegando la pinza amperometrica alla fase del cavo desiderato, viene misurata la potenza assorbita e generato uno storico, conservato in cloud, delle informazioni sul consumo. Lo Shelly EM è controllabile tramite WiFi con qualsiasi dispositivo che supporti i protocolli HTTP e/o UDP e MQTT e può funzionare come Access Point. Shelly EM è compatibile con tutti i principali standard internazionali di tensione quindi 110-230 V \pm 10% 50/60 Hz in Corrente Alternata con un carico massimo di corrente di 120A. Al dispositivo possiamo collegare due pinze qualora si voglia monitorare un contatore abbinato ad un

fotovoltaico per avere un quadro generale del consumo, o assorbimento, e della produzione di energia del FV. Per il monitoraggio di un unico elettrodomestico è sufficiente una sola pinza amperometrica. La particolarità dello Shelly EM è la possibilità di rilevare sia la tensione istantanea, sia lo storico della tensione durante l'arco della giornata/settimana/mese/anno e potere scaricare i dati, in formato .txt editabile, con una risoluzione minima oraria oltre che giornaliera, settimanale e mensile. In Tabella 4.1 sono riportate le caratteristiche tecniche principali della sonda.

Tabella 4.1 Caratteristiche tecniche Shelly EM [67]

Alimentazione	110-230V \pm 10% 50/60Hz AC
Temperatura di esercizio	- 40°C fino +40°C
Range di funzionamento	fino a 50 metri all'esterno, fino a 30 metri all'interno
Protocollo radio	WiFi 802,11 b/g/n
Frequenza	2.400 – 2.500 MHz
Consumo elettrico	1 W
Norme EN	RE Directive 2014/53/EU • LVD 2014/35/EU • EMC 2004/108/WE • RoHS2 2011/65/UE
Dimensioni	39 x 36 x 17 mm

Per le misure da effettuare su contatori trifase, è stato invece utilizzato il meter Shelly 3EM (Figura 4.2), un misuratore di energia Wi-Fi che permette di rilevare sia la produzione di energia di un impianto fotovoltaico trifase, sia il consumo di energia di un edificio. Il misuratore ha tre canali indipendenti per l'alloggiamento di tre pinze amperometriche fino a 120A. Una quarta pinza può essere aggiunta per il monitoraggio sulla linea neutra.



Figura 4.2 Shelly EM misuratore di corrente trifase

Lo Shelly 3EM opera attraverso alimentazione AC di 110-230V con una misurazione massima per ogni canale di 120 A/230V in AC. Il range di temperatura di esercizio va da 0°C a 40°C. Le dimensioni dello strumento sono molto contenute, 73 mm x 57 mm x 22 mm, per essere usato anche agevolmente in quadri con guide DIN. In Tabella 4.2 ne sono riportate le indicazioni tecniche.

Tabella 4.2 Caratteristiche tecniche Shelly 3EM [68]

Alimentazione	110-230V ±10% 50/60Hz AC
Temperatura di esercizio	da 0 a +40°
Range di funzionamento	fino a 50 metri all'esterno, fino a 30 metri all'interno
Protocollo radio	WiFi 802,11 b/g/n
Frequenza	2.400 – 2.500 MHz
Consumo elettrico	1 W
Norme EN	RE Directive 2014/53/EU • LVD 2014/35/EU • EMC 2004/108/WE • RoHS2 2011/65/UE
Dimensioni	73 x. 57 x 22 mm

I misuratori Shelly hanno anche la funzione relè per la gestione dell'elettrodomestico a cui è collegato.

Per la gestione dei sistemi di monitoraggio è previsto a loro associato un sistema cloud che permette di gestirne il funzionamento, ricevere informazioni sui consumi ed ottenerne lo storico. Per utilizzarla è necessario registrare un profilo Shelly che permetterà di accedere e gestire tutti i dispositivi da remoto, sia da APP (Figura 4.4) che da PC (Figura 4.3) tramite credenziali.

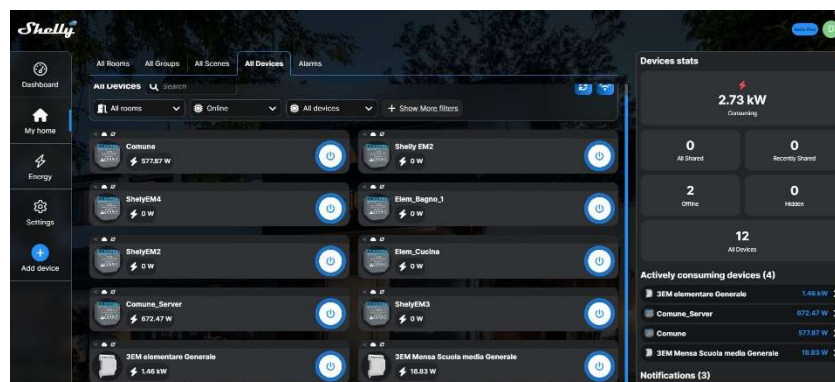


Figura 4.3 Schermata Shelly Control web

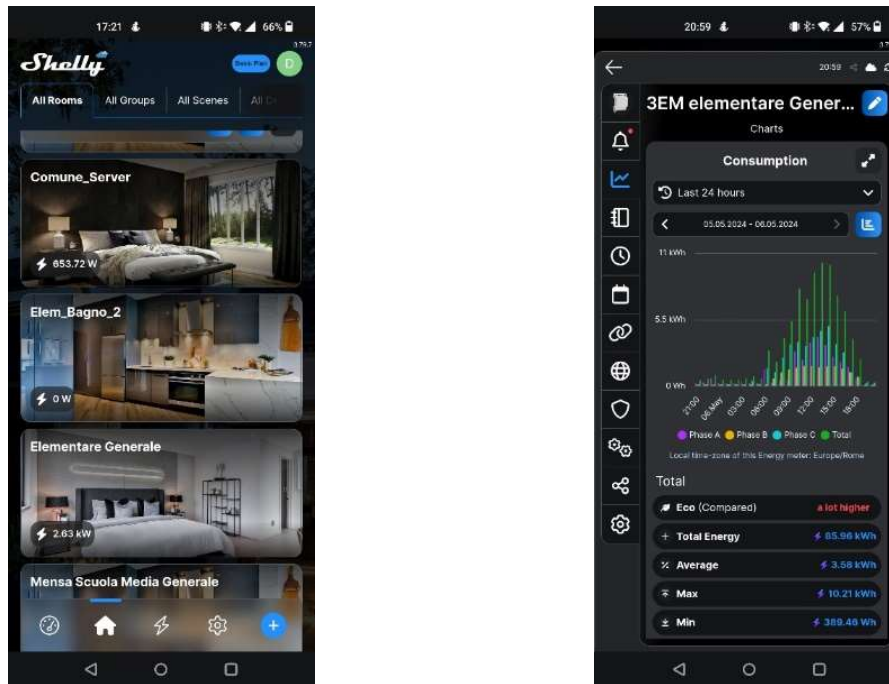


Figura 4.4 Schermate Shelly Smart Control App

Tramite il cloud e l'APP Control.Shelly.Cloud è possibile anche dirigere i dispositivi e creare automazioni domotiche, offrendo la possibilità di impostare la programmazione settimanale di accensione e spegnimento degli apparecchi a cui sono collegati. Inoltre, possiedono anche la funzione per poter impostare il dispositivo con le modalità Alba e Tramonto, molto utili per l'apertura e la chiusura automatica delle tapparelle elettriche, oltre alla possibilità di impostare delle soglie di autospegnimento per proteggere il dispositivo da sovratensione e sovraccarico.

Al momento, la campagna di misure prevede il monitoraggio di soli tre edifici: l'edificio utilizzato come mensa scolastica, la scuola elementare e l'edificio comunale. Negli ultimi due casi non vi è una sola sonda installata. Nel caso del comune, infatti, sono presenti due punti di prelievo dell'energia elettrica: il primo dedicato ai server, eredità del periodo in cui i server erano più energivori. Un secondo invece a servizio dell'edificio nel suo complesso. Entrambi sono stati monitorati con uno Shelly EM.

Per quanto riguarda invece la scuola elementare, i meters installati sono 4: 3 monofase per i boiler per la produzione di ACS e un quarto trifase installato sul contatore generale.

4.2.2 Il monitoraggio di impianto geotermico

Il concetto chiave della pompa di calore geotermica è che man mano che si scende in profondità, la temperatura del suolo aumenta crescendo di circa 3°C ogni 100 metri. Nei primi 100 m è comunque utilizzabile la cosiddetta geotermia a bassa entalpia.

L'energia geotermica è una fonte rinnovabile e pulita, che può dare un importante contributo alla transizione energetica del nostro Paese. È adatta ad un impianto domestico per il riscaldamento, il raffrescamento e la produzione di acqua calda sanitaria ma ha anche un enorme potenziale per le intere comunità. Quando combinata ad una pompa di calore, la temperatura del terreno è più vantaggiosa sia in inverno che in estate rispetto all'aria esterna, situazione che consente di innalzare COP ed EER in maniera significativa.

L'energia geotermica ha inoltre delle caratteristiche che la rendono estremamente versatile a diverse applicazioni: è sempre disponibile e costante nel tempo.

Per quanto riguarda la geotermia nelle comunità energetiche, qualcosa però ha già iniziato a muoversi in alcuni paesi europei. Si è costituita ad esempio una comunità energetica geotermica nei Paesi Bassi. La rete si chiama Trias Westland ed è costituita da un totale di 56 partecipanti affiliati, tra cui 54 imprenditori dell'orticoltura in serra, l'asta dei fiori Royal FloraHolland e 345 case a De Lier. Viene gestita con E-Web Geo, un software molto avanzato che è in grado di ripartire gli scambi di calore tra i clienti partecipanti, misurando e controllando in tempo reale la rete di teleriscaldamento, allineando domanda e offerta, impedendo la dispersione di calore [69].

A livello europeo vengono promossi progetti come Crowdthermal il cui scopo è la valutazione di schemi di sviluppo basato sulle comunità energetiche per l'energia geotermica. Vengono riportati casi studio come quello dell'Ungheria, con un sistema di teleriscaldamento di 23 circuiti di riscaldamento alimentati da caldaie da 1-20 MW, circa 200 km di condotte e una produzione energetica totale di 224 MWh per più di 1.000 utenti finali. Verranno inoltre studiati metodi di finanziamento su base comunitaria per raggiungere nuovi utenti finali in una fase successiva. O ancora il caso di studio spagnolo che promuove nuove cooperative edilizie a Madrid che utilizzeranno l'energia geotermica superficiale per il riscaldamento e il raffrescamento [70].

Integrare le reti di teleriscaldamento col modello delle Comunità Energetiche Rinnovabili rappresenta un'occasione preziosa per valorizzare i cascami termici, che sono una grande risorsa inutilizzata nel nostro Paese, e le CER rappresentano uno strumento privilegiato per integrare tra loro diverse fonti rinnovabili, dando forma a una democrazia dell'energia che

crei sviluppo a livello locale. Solo in Toscana, ad esempio, il calore di scarto delle centrali geotermoelettriche gestite da Enel green power fornisce 384 GWh di energia termica a 9 Comuni, con importanti benefici socioeconomici e tagliando al contempo l'emissione di oltre 100 kton annue di CO₂ [71].

Torre Beretti e Castellaro è un esempio che comprova la fattibilità di realizzare le comunità energetiche nei piccoli Comuni provvedendo anche alle necessità termiche con un impianto geotermico a pompa di calore. Si è creata una piccola rete di teleriscaldamento che dagli edifici comunali va ad altri due edifici, ex scuole comunali oggi edifici multifunzione. È stato inoltre realizzato un impianto fotovoltaico da 20 kW nel centro sportivo che permette non solo di completare le necessità della struttura, del Comune, delle ex scuole e della Pro Loco, ma fornisce anche un surplus di energia per cui sono state avviate le pratiche per creare una comunità energetica che permetterà a 10/15 famiglie residenti di beneficiare di questa energia [72].

Anche il comune di Soveria Mannelli, da sempre attento agli aspetti energetici del proprio territorio, è fornito di un impianto geotermico a bassa entalpia. Nel 2015, nell'ambito del programma MIUR MATTAM Fesr 2007-2013 asse II linea intervento 2.2, sono stati realizzati degli interventi di efficientamento energetico che hanno previsto la realizzazione di un impianto geotermico in grado di garantire il riscaldamento dei locali del palazzo comunale e ufficio tecnico. La caldaia a gasolio preesistente è stata sostituita con un impianto costituito da due pompe di calore geotermiche ad assorbimento ad altissima efficienza e con ciclo termodinamico acqua ammoniacale (H₂O-NH₃) - GAPH -GS HT, atte a produrre acqua calda in impianti di riscaldamento idronici utilizzando il terreno come fonte energetica rinnovabile. In estate il refrigeratore ad assorbimento aerotermico produce acqua fredda, rigettando il calore con il campo di sonde verticali a circuito chiuso. Il campo di sonde interessa un'area di circa 160 m² posta a Nord-Est del Palazzo Comunale e comprende sei sonde a sviluppo verticale costituite da due moduli doppi uniti a "U" di diametro 32 mm in polietilene, che raggiungono una profondità di circa 100 m. L'intero sistema funziona con combustibile gassoso per l'alimentazione del generatore come fonte integrativa. La massima temperatura di mandata all'impianto è pari a 65°C, mentre la massima temperatura di ritorno è 55°C.

Le attività sperimentali legate al dottorato hanno previsto anche il monitoraggio di questo impianto per la valutazione dell'energia termica in gioco e le possibili implicazioni in uno

schema di comunità energetica. Per il monitoraggio sono stati utilizzati dei *datalogger* con tecnologia di misurazione del flusso ad ultrasuoni (Figura 4.5).

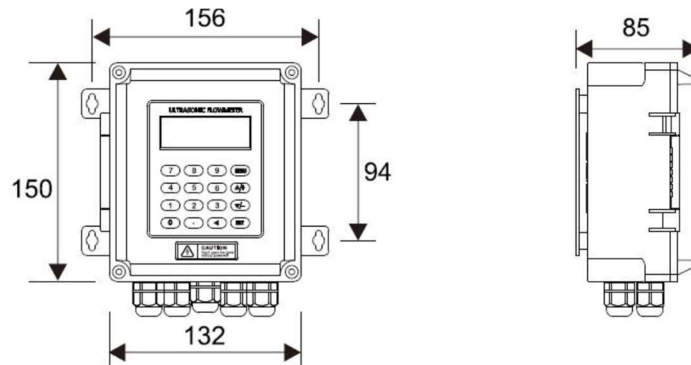


Figura 4.5 Datalogger TUF-2000B

Il *datalogger* acquisisce i segnali ricevuti dai suoi canali di ingresso a cui sono collegati i trasduttori e tutti i dati sono memorizzati temporaneamente nella memoria RAM e a lungo termine in una scheda SD. Il *datalogger* è fornito di due canali per il collegamento di RTD (PT100), uno per il tubo di mandata e uno per il tubo di ritorno, due canali di ingresso per il collegamento di trasduttori di flusso, un canale di uscita *relay*, sfruttabile per una eventuale gestione e controllo dell'impianto, il cavo di alimentazione elettrica AC 85-264 V con frequenza 50-60 Hz. È anche possibile un'alimentazione in tensione continua DC 8 - 36 V. Il *datalogger* si interfaccia anche con un bus seriale RS485 (Figura 4.6).

I trasduttori scelti per la misura del flusso (Transit Time Flow Meter) permettono di eseguire la misura bidirezionale della portata in tubi circolari pieni, tramite la tecnologia ad ultrasuoni a tempo di transito. Questo sistema non invasivo permette di non avere nessuna perdita di carico e nessuna interruzione del servizio poiché l'installazione non prevede nessun intervento sulla tubazione. La misurazione avviene tramite l'utilizzo di due trasduttori *clamp* on posizionati sulla superficie esterna del tubo in una configurazione geometrica e con relativa distanza. Il modello scelto è il TM-1, che permette la misura su tubazioni con diametro in un range DN50-DN700 e temperature del fluido tra -30 e 90°C (Figura 4.8), con un'accuratezza di $\pm 1\%$. Il posizionamento dei sensori può assumere la configurazione di una "Z", di una "V" o di una "W" se il tubo è di piccolo diametro.

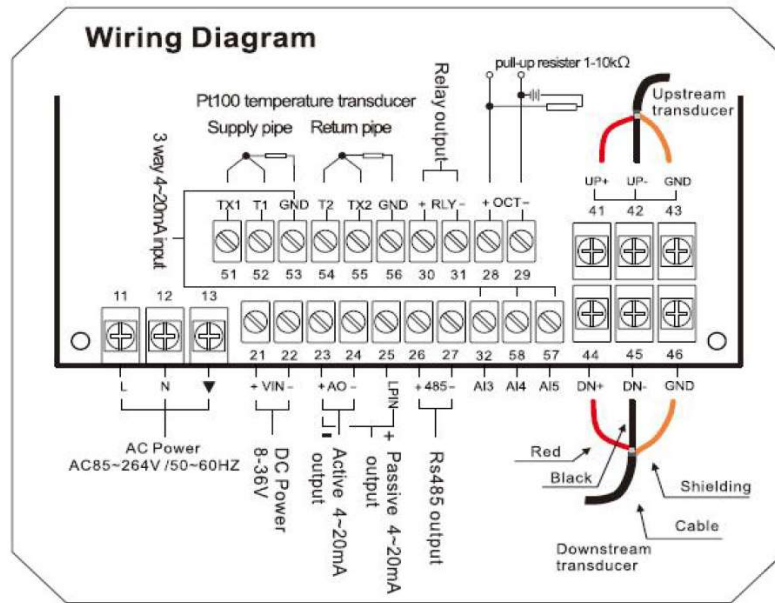


Figura 4.6 Wiring Diagram

Per quanto riguarda invece la misura delle temperature di mandata e ritorno, sono state usate dei sensori di superficie RTD flessibili Omega SA2F-RTD-3-100-1/3 di classe B e a 4 fili.

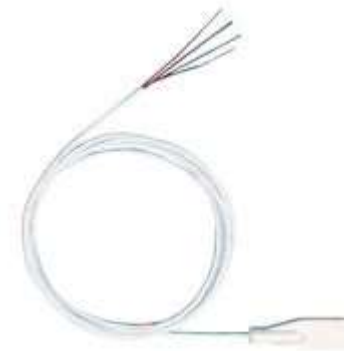


Figura 4.7 Omega SA2F-RTD-3-100-1/3

Per una corretta misura è indispensabile fornire al *datalogger* le caratteristiche del tubo in termini di dimensioni e materiali nonché la tipologia di liquido che vi scorre all'interno. In relazione ai materiali e al liquido, infatti, vengono determinate le diverse velocità di propagazione del suono, in modo da permettere un calcolo preciso della portata.

Le prescrizioni di montaggio dei trasduttori prevedono alcune regole che permetteranno di eseguire una misura accurata. Il punto di misura sulla tubazione deve essere scelto in modo

da garantire un flusso possibilmente esente da turbolenze. Il tratto a monte e a valle del punto di misura dovrebbe essere rispettivamente dell'ordine dei 10 e 5 volte il diametro. Nel caso a monte sia presente una pompa, una curva o una valvola d'intercettazione è opportuno aumentare il tratto rettilineo fino a 30 diametri. La formazione di scaglie di ossido (ruggine) e depositi interni di varia natura introduce un errore ed al limite può impedire la misura.



Figura 4.8 Trasduttori TM-1 e loro montaggio

L'accuratezza delle informazioni elencate di seguito, comporta un miglioramento significativo della precisione dell'installazione e successiva misura:

- Diametro esterno della tubazione, senza l'eventuale rivestimento o circonferenza, sempre senza rivestimento;
- Diametro interno o spessore della tubazione;
- Materiale della tubazione o in alternativa la velocità di propagazione del suono attraverso questo materiale;
- Rivestimento interno, materiale e spessore o in alternativa la velocità di propagazione del suono attraverso questo materiale;
- Tipo di fluido;
- Tipo di trasduttori;
- Tipologia di montaggio, a "Z", "V", "W" O "N".

Una volta completato l'inserimento di queste informazioni, dal menù è visualizzata la distanza di montaggio dei trasduttori.

L'impianto oggetto del monitoraggio è realizzato in tubi di ferro con tubazioni che variano da 1" 1/4 ai 4". Il circuito primario è separato da quello secondario tramite un volano termico da 1000 litri. Nella configurazione invernale il fluido preriscaldato nei pali geotermici viene convogliato nelle pompe di calore per poi raggiungere il serbatoio. Se la richiesta di energia termica non è elevata, il fluido proveniente dalle sonde, tramite valvola a tre vie motorizzata viene dirottato direttamente nell'accumulo. L'allegato 1 riporta lo schema d'impianto completo, mentre in Figura 4.9 vi è una vista dello stato di fatto dell'impianto.



Figura 4.9 Impianto geotermico a servizio dell'edificio comunale e dell'ufficio tecnico del comune di Soveria Mannelli

I punti scelti per monitorare l'impianto sono tre: la mandata e il ritorno immediatamente nei pressi delle sonde geotermiche, mandata e ritorno nei pressi delle due pompe di calore e il tratto iniziale del circuito secondario. In Figura 4.10 viene mostrato lo schema d'impianto semplificato e i punti di misura individuati.

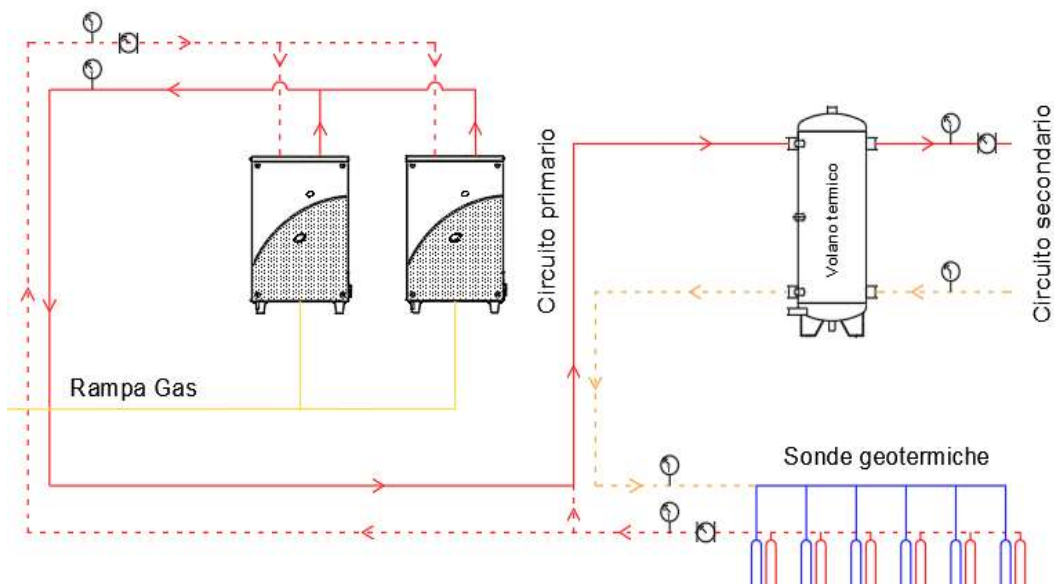


Figura 4.10 Schema semplificato con individuazione dei punti di misura

La misura è eseguita utilizzando, per ogni punto di misura, un sensore di portata posizionato a monte (UP) e uno a valle (DOWN) del tubo. La tipologia di montaggio impiegato è quello a “V” (Figura 4.11), in cui si sfrutta un rimbalzo all’interno della condotta. Poiché la misura si basa sulla differenza di tempi, ed in un percorso a “V” il tempo di percorrenza è maggiore, anche la precisione della misura è maggiore.

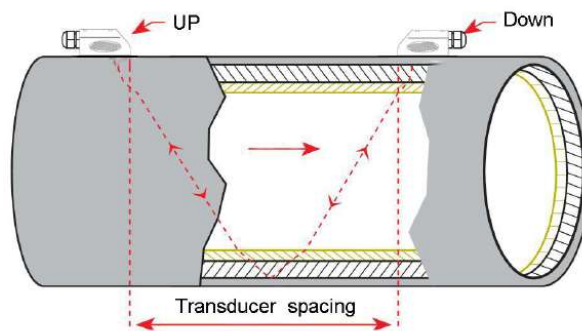


Figura 4.11 Tipologia di montaggio a “V”

Su tubazioni orizzontali si è cercato di evitare il montaggio dei trasduttori sulla sommità o nella parte inferiore del tubo in quanto la presenza di bolle d’aria sulla parte superiore potrebbe interrompere l’onda ultrasonora mentre i depositi sul fondo attenuano e alterano l’angolo di entrata degli ultrasuoni.



Figura 4.12 Montaggio dei trasduttori su tubazioni orizzontali e verticali

Si è cercato di pulire quanto più possibile le tubazioni nel punto di contatto con il sensore, e di usare un accoppiante acustico per migliorare il contatto tra il sensore e la superficie esterna del tubo. L'accoppiante scelto è in forma di grasso per evitare che si asciughi come nel caso di accoppianti a base d'acqua. I *datalogger*, nonostante presentino un grado di protezione IP68, sono stati alloggiati e protetti dalle intemperie in un armadio di distribuzione con serratura UNI-1, 400 x 300 x160 mm, IP65 in policarbonato (Figura 4.13).



Figura 4.13 Armadio di protezione in policarbonato.

Nonostante tutte le accortezze nell'installazione sei sensori, le condizioni dell'impianto si sono presentate peggiori di quelle previste (Figura 4.14).

Al momento non è stato possibile riportare alcun dato significativo delle misure. La campagna di misura sta comunque proseguendo con l'individuazione di punti strategici per effettuare le misure con minor errori possibili; quindi, punti che permettano di misurare un flusso lontano da elementi causa di perturbazioni e che non si presentino particolarmente usurati.



Figura 4.14 Tubazione del circuito primario

In tabella vengono riportate le caratteristiche principali dell'impianto necessarie per l'impostazione dei *datalogger* e le caratteristiche tecniche dei sensori utilizzati.

Tabella 4.3 Caratteristiche tecniche del sistema di monitoraggio

Tipologia di montaggio	Clamp-on
Tipologia Sensori	Sensori ad ultrasuoni TM-1 Sensore UP: montato a monte Sensore DOWN: montato a valle
Protezione	IP68
Metodo di montaggio	V-method
Materiale tubazione	Ferro
Diametro esterno tubazioni	60,3 mm
Diametro interno tubazioni	50 mm
Tipo di fluido	Acqua
Distanza tra i sensori	20 mm

4.3 Valutazione e conversione della biomassa

Il concetto di "biomassa" comprende una vasta gamma di materiali organici di origine animale e vegetale utilizzati per la produzione di energia sotto forma di elettricità e calore e

un aspetto fondamentale, che sarà analizzato nel seguito della trattazione, riguarda l'ottimizzazione dei sistemi di cogenerazione, che sfruttano impianti di piccole e medie dimensioni situati in prossimità dei consumatori finali, al fine di massimizzare l'efficienza nell'utilizzo della biomassa.

Per chiarezza di trattazione si fa un breve accenno alla classificazione della biomassa.

Con il termine biomassa si definisce una categoria di composti, di natura anche molto diversa fra loro, caratterizzati da una matrice di tipo organico, prodotti da organismi viventi (vegetali o animali). In termini del tutto indicativi, le biomasse traggono origine dal processo di fotosintesi clorofilliana e costituiscono pertanto un'importante fonte di energia rinnovabile direttamente derivata dall'energia solare [73]. Le biomasse (Figura 4.15) includono:

- specie arboree ed erbacee derivanti da coltivazioni agricole e forestali;
- residui agricoli e forestali come paglie, potature, ramaglie, cortecce, etc.;
- residui agro-industriali come vinacce, sanse, scarti vegetali, etc.;
- residui zootecnici come pollina, deiezioni animali, etc.;
- la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (frazione umida).

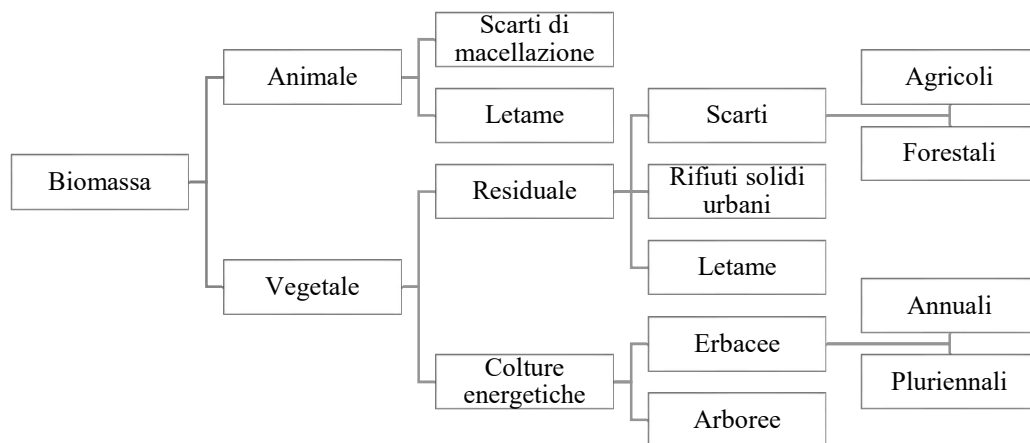


Figura 4.15 Classificazione della biomassa

A seconda della provenienza, le biomasse vegetali (Figura 4.16) possono essere classificate in biomasse residuali e in biomasse derivanti da apposite coltivazioni energetiche.

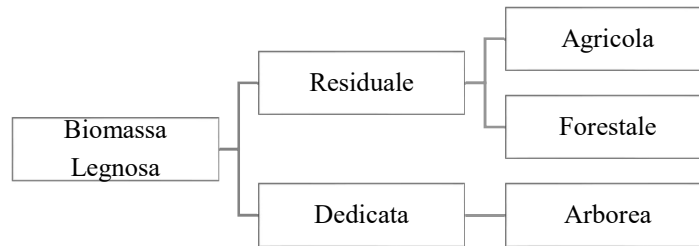


Figura 4.16 Classificazione della biomassa vegetale

L'analisi dei tipi di vegetazione è condotta utilizzando i dati delle Mappe di Utilizzo del Territorio e organizzati secondo lo schema di classificazione europeo CORINE Land Cover (CLC) [74]. Attraverso questo approccio si è valutata l'entità e la composizione del patrimonio forestale del Comune e dintorni, focalizzandosi sulle specie predominanti, tra cui querce, faggi e castagni. Va tuttavia sottolineato che l'ottimizzazione dell'uso della biomassa per scopi energetici richiede una pianificazione accurata, basata su stime affidabili della sua disponibilità. In questo contesto, è necessario considerare diversi fattori, come la composizione del bosco, la dimensione degli alberi e la loro disposizione, aspetti che rientrano nel campo della dendrometria. Non essendo possibile ottenere tutti questi dati in maniera accurata, è stato necessario effettuare alcune assunzioni, come ad esempio la presunzione che tutta la biomassa sia accessibile e disponibile per il campionamento, senza tenere conto delle proprietà private. Alla luce di ciò, probabilmente vi è una sovrastima della disponibilità, accettabile ai fini dello studio in quanto si vuole dimostrare che il bosco rappresenta una fonte non trascurabile per l'economia del paese e come filiera con valore energetico e sociale.

L'analisi della biomassa forestale è stata condotta utilizzando il Land Use Charter 2 layer, concentrandosi specificamente sui Territori Boschivi e altri ambienti semi-naturali. All'interno di questo livello, sono stati presi in considerazione vari elementi, tra cui:

- Aree caratterizzate da vegetazione scarsa.
- Cespugli e arbusti, che comprendono la vegetazione sclerofilla, nonché aree in via di sviluppo di alberi e arbusti.
- Aree boschive, che includono foreste a latifoglie, foreste di conifere e boschi misti di conifere e latifoglie.

Inoltre, è stata inclusa anche la categoria di "aree verdi urbane", che si riferisce a spazi verdi non agricoli progettati artificialmente.

La valutazione della biomassa disponibile ed utilizzabile deve tener conto della normativa di settore. In Italia, infatti è vietato il taglio degli alberi presenti in un bosco, ad eccezione di problemi fitosanitari, tanto è che ciascun prelievo di legno deve essere eseguito secondo quanto disposto dai piani di gestione o strumenti equivalenti. La gestione forestale è regolamentata da programmi forestali regionali, strumenti di fondamentale importanza che, secondo il *“Testo unico in materie di foreste e filiere forestali”*, indicano *“l’insieme delle strategie e degli interventi volti, nel lungo periodo, ad assicurare la tutela, la valorizzazione, la gestione attiva del patrimonio forestale o la creazione di nuove foreste”*. In Calabria però, non esiste un Piano di Gestione Forestale completo, ma vari programmi e leggi definiscono indirettamente le pratiche di gestione forestale. Tra queste:

- le Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale (PMPF);
- il Programma Regionale per le attività di sviluppo nel settore della Forestazione e per la gestione delle foreste;
- la L.R. 19 ottobre 1992 n. 20 *“Forestazione, difesa del suolo e foreste regionali in Calabria”*;
- la L.R. n.45 del 12/10/2012 e s.m.i *“Gestione, tutela e valorizzazione del patrimonio forestale e regionale”*;
- la L.R. n.25 del 16/05/2013 *“Istituzione dell’Azienda regionale per la forestazione e le politiche per la montagna – Azienda Calabria Verde- e disposizioni in materia di forestazione e politiche della montagna”*;
- la L.R. n.51 del 22/12/2017 *“Norme di attuazione della legge 21 novembre 2000, n.353 (legge quadro in materia di incendi boschivi)”*

Le Prescrizioni di Massima e di Polizia Forestale regionali indicano che nei boschi governati a ceduo, gli sfolli⁸ e i diradamenti⁹ sono consentiti in qualsiasi stagione dell’anno e consistono nel *“prelevare oltre ai polloni morti, aduggiati, deperienti e malformati, non più del 20% dei polloni in buone condizioni vegetative”*; per tali scopi i tagli consentiti sono *“massimo due per ogni turno, con intervallo non inferiore a un terzo del turno.”* Il materiale di scarto a seguito di queste operazioni *“può calcolarsi pari al 20% della massa legnosa del bosco.”*

⁸ Termine che indica il taglio della vegetazione boschiva eccedente; operazione passiva dal punto di vista economico associata alla pulitura.

⁹ Termine che indica il taglio della vegetazione boschiva eccedente, ma in questo caso si tratta di un’operazione attiva associata alla cura di allevamento.

Seguendo la Legge Regionale n. 45 del 12 ottobre 2012, la potatura dei rami verdi a foglia larga è consentita da ottobre a marzo e l'esportazione dei rami non deve superare il quarto inferiore della chioma verde. La spalcatura¹⁰ dei rami verdi delle conifere è consentita tutto l'anno e l'asportazione dei rami non deve superare il quinto inferiore della chioma verde. I rami secchi possono essere asportati in qualsiasi periodo dell'anno [75].

Il periodo di tempo tra due potature successive, noto come "turno", varia a seconda di diversi fattori. Sulla base di quanto già esposto, è stato ipotizzato un turno di 80 anni per le fustaie (boschi misti di conifere e latifoglie) e uno di 15 anni per i cedui (boschi di latifoglie). Per le tipologie di biomassa non rientrante nelle suddette categorie è stata ipotizzata una turnazione pari a 5 anni, considerando prelevabile, a vantaggio di sicurezza, il 15% di quella presente [76].

La resa del legno (η_L), espressa in 10² chilogrammi per ettaro, può essere determinata utilizzando la seguente relazione predisposta da Bernetti (1970)

$$\eta_L = (h_m - 2) * 100 \quad 4.1$$

dove h_m rappresenta l'altezza media di ciascun tipo di albero, espressa in metri.

Nel caso della biomassa agricola, poiché non ci sono regolamentazioni in materia, sono stati utilizzati i dati forniti da CESTAAT e SESIRCA [77], che mostrano i residui prodotti ogni anno espressi in tonnellate per ettaro per l'Italia settentrionale, centrale e meridionale

La conversione della biomassa nel prodotto energetico finale è principalmente governata dalle caratteristiche fisico-chimiche della biomassa e dalle diverse tecniche di conversione impiegate. La composizione delle biomasse ha un'influenza fondamentale sulla scelta del processo di conversione. Ad esempio, nel caso di biomasse ricche di sostanze azotate (rapporto carbonio /azoto, C/N, minore di 30) e con elevata umidità (superiore al 30% circa), i processi di conversione più adatti sono quelli biochimici come la digestione anaerobica e la digestione aerobica. Viceversa, nel caso di biomasse con minori tenori di umidità ed elevata presenza di composti a base carbonio, i processi di conversione più adatti sono quelli di tipo termochimico come la combustione, la gassificazione e la pirolisi. Nel caso poi di specie vegetali o residui ricchi di oli, si impiegano processi di conversione di tipo chimico-

¹⁰ "Potatura estesa ai palchi inferiori della chioma di un albero" necessaria per dare aria e luce agli alberi per cui non è conveniente uno sfollo

fisico finalizzati all'estrazione degli oli vegetali grezzi e poi, eventualmente, alla loro trasformazione chimica mediante esterificazione¹¹ in biodiesel [73].

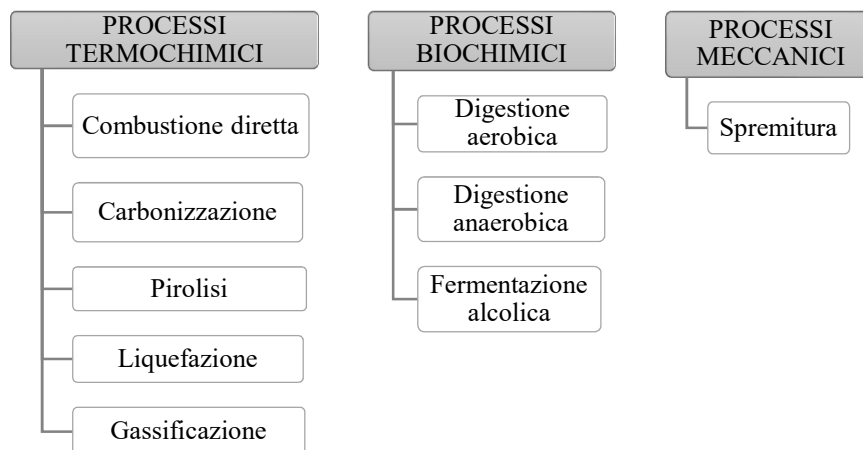


Figura 4.17 Schematizzazione dei processi di conversione

La conversione termochimica delle biomasse può avvenire mediante impianti a combustione esterna (impianti a vapore, motore Stirling, impianti a ciclo ranking) oppure mediante processi di gassificazione e la successiva alimentazione del syngas in impianti a combustione interna (turbine a gas e motori alternativi). Le tecnologie basate sulla gassificazione risultano ad oggi molto promettenti in termini di rendimento e il grande interesse verso tale tecnologia è legato alla possibilità di poter impiegare il syngas prodotto in sistemi ad alta efficienza e basse emissioni inquinanti come le turbine a gas, le celle a combustibile e cicli combinati gas/vapore. Oltre alle biomasse residuali come residui di potature e forestali, le specie adatte alla conversione termochimica sono anche le coltivazioni arboree a crescita rapida (SRF) [73].

Ai fini di questo studio, la biomassa viene trasformata in un prodotto gassoso attraverso il processo di gassificazione che coinvolge l'uso di agenti di gassificazione come aria, ossigeno o vapore a temperature elevate comprese tra 900 e 1.200 °C, per produrre una miscela di gas nota come syngas. Le complesse reazioni termochimiche che si verificano durante il processo includono essiccazione, pirolisi, ossidazione parziale e gassificazione. Un gassificatore viene utilizzato come reattore termico per facilitare la gassificazione della biomassa e la scelta di un gassificatore appropriato dipende dal tipo di biomassa e dall'applicazione prevista del gas prodotto. I gassificatori sono classificabili in tre tipi

¹¹ Processo chimico che porta alla formazione di un estere, composti chimici che per idrolisi si decompongono in un acido (organico o inorganico) e in un alcol.

principali in base al movimento del combustibile e dei prodotti gassosi all'interno del reattore:

- gassificatore a letto fisso,
- gassificatore a letto fluido
- gassificatore a letto trainato.

Nei gassificatori a letto fisso il cippato viene inserito dall'alto e la gassificazione avviene alla base, in corrispondenza di una griglia che sostiene la biomassa e permette il passaggio delle ceneri verso il basso e quello dei gas verso l'alto.

In base alla direzione del flusso d'aria, i gassificatori a letto fisso possono essere distinti in updraft, downdraft e crossflow. Durante la gassificazione della biomassa nel gassificatore updraft, la temperatura nella zona di ossidazione parziale varia tra 950 e 1.150 °C, mentre nel gassificatore downdraft varia tra 900 e 1.050 °C e nel gassificatore crossflow raggiunge i 1.250-1.500 °C. Il processo di gassificazione può coinvolgere l'uso di gassificatori a letto fluido, che operano entro un intervallo di temperatura di 800-1.000 °C e utilizzano piccole particelle di biomassa. Un altro tipo di gassificatore, il gassificatore a flusso trainato, opera a temperature più elevate, oltre 1.200 °C, e rispetto ai gassificatori a letto fisso e a letto fluido produce un contenuto inferiore di metano e catrame. Le caratteristiche dei gassificatori per biomassa sono state ottenute dalla letteratura scientifica di settore e i modelli termodinamici utilizzati sono stati proposti da Khorshidi et al. [78]. Per questo studio è stata scelta la gassificazione a pressione atmosferica e che utilizza l'aria come agente di gassificazione, in quanto i suoi livelli di co-combustione più elevati (superiori a circa il 20%) consentono un aumento dell'efficienza complessiva dell'impianto. Questo tipo di gassificazione è un processo di conversione termochimica in cui la biomassa o i rifiuti organici vengono convertiti in syngas utilizzando l'aria come agente gassificante. Questo processo avviene a temperature elevate (tipicamente tra 700 e 1.200 °C). Durante questo processo la biomassa viene alimentata in una camera di gassificazione dove viene riscaldata senza l'aggiunta di ossigeno puro. L'aria viene utilizzata come fonte di ossigeno per le reazioni di ossidazione che avvengono all'interno della camera di gassificazione. A queste alte temperature, la biomassa si decompone termicamente in syngas, che è una miscela di monossido di carbonio (CO), idrogeno (H₂), biossido di carbonio (CO₂), metano (CH₄) e altri composti gassosi. Il syngas prodotto può essere utilizzato come combustibile per generare energia termica o elettrica attraverso la combustione diretta in una caldaia o in un motore a combustione

interna. Dopo il processo di gassificazione è necessario che il gas prodotto subisca ulteriori processi di purificazione per rimuovere impurità come zolfo e catrame, e quindi essere utilizzato come materia prima. Uno dei vantaggi della gassificazione aerea a pressione atmosferica è la sua relativa semplicità rispetto ad altri processi di gassificazione. Non richiede l'uso di complessi agenti gassificanti come ossigeno puro o vapore, rendendo il processo meno costoso e più facile da implementare.

Il sistema di gassificazione è stato sviluppato utilizzando Thermoflex™, un pacchetto software di Thermoflow Inc. Thermoflex™ fornisce varie opzioni di modellazione per impianti di gassificazione e può essere inserito nella categoria di software di bilancio termico. Si tratta di un programma completamente flessibile con un'interfaccia grafica in cui l'utente crea un sistema termico selezionando, trascinando, rilasciando e collegando icone che rappresentano oltre duecento componenti diversi. Il programma copre sia la simulazione di progettazione che quella off-design e modella tutti i tipi di centrali elettriche, inclusi cicli combinati, cicli a vapore convenzionali e ripotenziamento, oltre ad una vasta gamma di impianti e sistemi di energia rinnovabile [79].

4.4 Valutazioni energetiche ed ambientali

Per la definizione dei diversi scenari di Comunità Energetiche Rinnovabili e le interazioni tra edificio, i componenti dell'impianto di riscaldamento e i generatori fotovoltaici, sono state condotte delle simulazioni dinamiche con il software TRNSYS18 (TRansient System Simulation Tool), programma di simulazione dinamica di sistemi transitori con una struttura modulare sviluppato presso il Solar Energy Lab dell'Università del Wisconsin-Madison e il Solar Energy Application Lab dell'Università del Colorado, e divenuto commerciale dal 1975 [80]. Il programma è caratterizzato da librerie base e avanzate di componenti, i Types, necessari per gestire dati di input e output e richiamare programmi esterni come Excel e Matlab. L'interconnessione tra i diversi Types è gestita tramite l'interfaccia grafica Simulation Studio. Le simulazioni possono avvenire per diversi step temporali, a partire dal secondo fino a periodi aggregati mensili o annuali e i dati restituiti permettono l'analisi di bilanci energetici del sistema.

Gli strumenti di simulazione energetica degli edifici (BES) ricoprono un ruolo fondamentale nell'ottimizzazione dei sistemi edilizi in tutte le fasi, dalla pre-progettazione fino alla messa in servizio e all'esercizio operativo. L'utilizzo degli strumenti BES è in costante crescita sia in ambito accademico che aziendale, con continui rilasci di nuovi

strumenti e aggiornamenti delle versioni esistenti. Sebbene ciascuno di questi strumenti segua un processo di convalida indipendente, è raro che vengano comparati tra loro utilizzando un caso di studio comune.

Nel lavoro di Magni et al. [81], sono stati analizzati gli approcci di modellazione adottati da noti strumenti di simulazione dinamica, tra cui EnergyPlus, TRNSYS, IDA ICE, Modelica/Dymola, le nuove librerie Matlab/Simulink, CarnotUIBK e ALMABuild, oltre agli strumenti di pre-progettazione DALEC e PHPP. I risultati di queste simulazioni sono stati confrontati su base mensile e oraria per i climi di Stoccolma, Stoccarda e Roma. Per valutare il livello di discrepanza accettabile tra le previsioni di un particolare modello e i risultati degli altri modelli, sono state utilizzate le soglie di deviazione indicate dalla linea guida ASHRAE 14-2014.

Per confrontare i risultati ottenuti dai diversi strumenti, sono stati analizzati indici statistici comunemente utilizzati e medie di normalizzazione. In particolare, l'errore di distorsione media normalizzata e l'errore quadratico medio normalizzato sono stati impiegati per valutare il grado di concordanza dei risultati rispetto al valore mediano, considerato come riferimento. Le soglie suggerite dalla linea guida ASHRAE 14-2014 sono state adottate come criterio di valutazione. Tra i vari strumenti esaminati, TRNSYS emerge come il programma di riferimento per le simulazioni dinamiche.

Per la definizione dello scenario in cui i sistemi di rinnovabili sono costituiti da sistemi solari, i carichi calcolati come definito nel Paragrafo 4.1 sono stati successivamente implementati in un modello di simulazione di comunità energetica sviluppato nell'ambiente TRNSYS18, proponendo e valutando diverse dimensioni di sistemi fotovoltaici, accumulo elettrico, tecnologia delle celle solari e gestione della domanda.

La procedura utilizzata per la modellazione degli edifici ha previsto l'utilizzo di SketchUp per la realizzazione dell'involucro ed in seguito TRNBuild per la definizione delle caratteristiche dei componenti opachi e finestrati. All'interno dell'ambiente Simulation Studio, l'edificio è stato integrato tramite il Type 56b che gestisce gli scambi termici attraverso le funzioni di trasferimento. Le funzioni di trasferimento sono gli algoritmi utilizzati per il calcolo delle prestazioni energetiche degli edifici in grado di collegare le sollecitazioni (ad es. temperature, flussi termici) indotte su un sistema con la risposta del sistema stesso. I codici di calcolo impiegati utilizzano le funzioni di trasferimento CTF (Conduction Transfer function) per la valutazione del flusso termico trasmesso per conduzione attraverso l'involucro in regime dinamico, mentre il bilancio termico sull'aria

ambiente viene applicato per valutare il flusso termico che deve essere fornito all'ambiente per mantenere una certa temperatura.

Il software utilizzato per la simulazione energetica non include però la modellazione urbana e per questo motivo, è stato utilizzato il Type9c, un lettore di dati che tiene conto dei carichi elettrici precedentemente valutati tramite un file esterno .txt.

Le condizioni climatiche esterne sono state invece integrate attraverso un file meteorologico e i dati climatici utilizzati non sono i dati Meteonorm forniti da TRNSYS con il Type15, ma i dati orari forniti dal Comitato Termotecnico Italiano (CTI) e utilizzati anche per la modellazione dinamica secondo la norma ISO 52016. Per completare i dati climatici, per tener conto dei dati solari, è stato utilizzato il Type16a per proiettare la radiazione solare orizzontale sulle superfici inclinate e i diversi blocchi di impianti fotovoltaici sono stati implementati utilizzando il Type103b.

Il Type48b è stato utilizzato per gestire i carichi elettrici prodotti dagli impianti fotovoltaici, per gestire l'efficienza e per definire la capacità di potenza in uscita dell'inverter. Lo stesso Type ha consentito inoltre di dare la priorità al soddisfacimento dei carichi elettrici, e solo successivamente sfruttare le eccedenze per ricaricare le batterie.

Le simulazioni sono state effettuate con un passo temporale di 1 minuto, ma con il Type24 i risultati sono stati stampati direttamente integrando con cadenza mensile.

Per l'implementazione di sistemi di cogenerazione per una comunità energetica alimentata a biomassa nel comune di Soveria Mannelli le tecnologie utilizzate sono state due: il primo in cui il motore primo è costituito da una turbina a gas e il secondo in cui è costituito da un motore a combustione interna.

Anche per la definizione di scenari di Comunità Energetiche con a servizio sistemi di combustione ci si è avvalsi dell'ambiente di simulazione Simulation Studio.

Il sistema impianto studiato può essere suddiviso in diversi sottosistemi interconnessi tra di loro. Le connessioni tra i diversi sistemi, e tra i diversi componenti di ogni sistema, possono essere così schematizzate:

- Connessioni relative all'andamento del fluido termovettore aria;
- Connessioni relative all'andamento del fluido termovettore acqua;
- Connessioni relative ai controlli di gestione del sistema;
- Connessioni di gestione dei fabbisogni termici.

I sottosistemi individuabili sono invece:

- sottosistema di generazione di calore ed elettricità,

- sottosistema di centrale con recupero del calore;
- sottosistema di utenza.

Il gruppo turbogas è realizzato attraverso i Types 630, 633 e 634 mentre con il Type907 è stato possibile modellare il generatore di elettricità e potenza termica bruciando carburante in un motore a combustione interna. Il secondo sottosistema è quello di recupero di calore e accumulo di centrale. Dal cogeneratore, e precisamente dalla turbina, l'aria calda viene indirizzata al generatore di acqua calda a recupero di calore (Type626) che utilizza il calore di scarto per produrre acqua. L'acqua di raffreddamento del Jacket del motore a combustione interna viene indirizzata al generatore di acqua calda a recupero di calore (Type626) che utilizza il calore di scarto dei fumi, anch'essi provenienti dal motore, per innalzare la temperatura dell'acqua di raffreddamento del jacket.

L'inseguimento elettrico e termico sono due modalità operative nella cogenerazione per ottimizzare la produzione di energia. Entrambi gli approcci mirano a migliorare l'efficienza complessiva del sistema energetico, riducendo le perdite e sfruttando al massimo l'energia prodotta. Nel caso di inseguimento elettrico il sistema di cogenerazione è gestito principalmente per soddisfare la domanda di energia elettrica e il calore prodotto come sottoprodotto viene utilizzato per il riscaldamento o altri scopi termici. Questo approccio è spesso adottato quando la domanda di elettricità è costante o più elevata rispetto alla domanda di calore. Nel caso di inseguimento termico la cogenerazione è ottimizzata per soddisfare la domanda di calore. La produzione di elettricità è subordinata alle esigenze termiche, e quindi varia in base alla richiesta di calore dell'edificio. Questo metodo è utile in situazioni dove la domanda di calore è dominante e può variare notevolmente.

Questa modalità verrà gestita nelle simulazioni tramite controlli differenziali a partire dalle temperature dei serbatoi di accumulo termico per fornire l'input di accensione al cogeneratore.

In alcuni casi dove erano disponibili dati sperimentali, il modello TRNSYS, simulato con un passo temporale di 1 ora, è stato calibrato attraverso la procedura di validazione basata sul calcolo di indici statistici quali CV-RMSE e NMBE seguendo le Linee Guida ASHRAE 14-2014 e calcolati confrontando i dati misurati (y) e simulati (\hat{y}) riguardanti il consumo di elettricità.

Per regolamentare il funzionamento ed il periodo di esercizio degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, è stata introdotta la classificazione

climatica dei comuni italiani con Decreto del Presidente della Repubblica n. 412 del 26 agosto 1993 e successivi aggiornamenti fino al 31 ottobre 2009.

Ai fini delle verifiche progettuali e della classificazione degli edifici si effettua il calcolo sia dell'energia primaria totale che dell'energia primaria non rinnovabile, ottenute applicando i pertinenti fattori di conversione in energia primaria totale fP_{tot} e in energia primaria non rinnovabile (fP_{nren}) e rinnovabile (fP_{ren}). I fattori di conversione in energia primaria sono stati introdotti dalla UNI/TS 11300 e ad oggi resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico alla Tabella 1, della lettera h) del suddetto decreto che riporta i valori dei principali vettori energetici e quelli mancanti devono essere dichiarati dall'Ente interessato. La riduzione dell'energia primaria non rinnovabile, oltre che parametro di efficientamento energetico, è anche strettamente legata alla riduzione delle emissioni di CO₂. Un risparmio in termini di energia primaria implica quindi anche una riduzione di emissioni.

Il Protocollo di Kyoto, trattato internazionale in materia ambientale relativo al surriscaldamento globale, è stato promulgato l'11 dicembre 1997 nella città giapponese di Kyoto durante la terza Conferenza delle Parti (COP3) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, con la partecipazione di oltre 180 paesi. Tale protocollo ha delineato i gas serra da considerare nel calcolo del Carbon Footprint. Tra questi, l'anidride carbonica (CO₂) risulta predominante, essendo il parametro che meglio quantifica gli impatti ambientali delle attività antropiche sul cambiamento climatico. Il Carbon footprint rappresenta la quantità di CO₂ emessa nell'atmosfera in relazione alle nostre abitudini di vita, ed è determinato mediante l'analisi delle emissioni dirette, come quelle prodotte dai mezzi di trasporto, e delle emissioni indirette, che derivano dall'uso di energia elettrica nelle attività lavorative o nella produzione di beni e servizi.

Inoltre, poiché il Carbon footprint costituisce il 50% dell'impronta ecologica complessiva, la sua quantificazione è cruciale anche per fini di pianificazione ambientale, poiché fornisce una misura della pressione esercitata sul pianeta dall'utilizzo di combustibili fossili. La riduzione del Carbon footprint è dunque anche essenziale per mitigare lo sfruttamento eccessivo delle risorse naturali.

In questo studio i valori utilizzati per la quantificazione delle emissioni CO₂ sono quelli ad oggi divulgati dal GSE ed ENEA e che vengono utilizzati in tutti i programmi di analisi energetica certificati dal Comitato Termotecnico Italiano (CTI).

4.5 Analisi economica di sistemi solari e a biomassa nel contesto delle comunità energetiche

Nonostante i benefici ambientali che una certa soluzione può garantire, una sua valutazione tecnico ed economica preventiva permette di identificare i rischi e le opportunità, definendo, dunque, la probabilità di successo e la sostenibilità economica e finanziaria di un progetto. Essa comprende un'analisi e una valutazione rigorosa delle caratteristiche, dei costi e i risultati del progetto, dimostrando l'equilibrio economico e finanziario dello stesso.

Ha quindi lo scopo di identificare la soluzione migliore data dall'analisi costi-benefici. A tal fine, è stata effettuata un'analisi dei costi e dei ricavi per l'intera vita utile prevista di tutti i sistemi impiantistici considerati nei diversi scenari di comunità energetica rinnovabile, considerando i tassi di sconto e di inflazione, al fine di ottenere come risultati i ricavi nei vari anni considerando i costi iniziali, i costi di gestione e manutenzione. L'analisi economica degli investimenti è stata effettuata utilizzando metodi di sconto, che riportano tutti gli importi nello stesso istante temporale. Il metodo di sconto utilizzato è il VAN (Valore Attuale Netto), pari alla somma dei flussi di cassa netti scontati diminuiti del valore dell'investimento iniziale, considerando lo sconto delle somme future utilizzando il tasso di sconto del cliente "d". Nello specifico, considerando i ricavi legati al tasso di inflazione energetica "e" e i costi legati al tasso di inflazione generale "g", il VAN scontato con i tassi di sconto effettivi è pari a:

$$-I_0 + \sum_{k=1}^n \left(\frac{1+e}{1+d}\right)^k - \sum_{k=1}^n (C_k + I_k) \left(\frac{1+g}{1+d}\right)^k \quad 4.1$$

Per quanto riguarda gli indici finanziari quali Tasso di inflazione del costo dell'energia, Tasso di sconto del cliente e Tasso generale di inflazione sono stati dedotti rispettivamente da dati ARERA, Banca d'Italia con riferimento al tasso Euribor e dalle analisi ISTAT.

Per la valutazione del costo iniziale I_0 , sono stati considerati i moduli fotovoltaici, l'inverter e l'accumulo elettrico nel caso di analisi dei sistemi solari. Nelle diverse analisi, in alcuni casi si è considerato la possibilità di sconto dei prezzi da listino tenendo in considerazione eventuali sostegni finanziari.

Un'ulteriore variabile confluita nella valutazione economica, nel caso di analisi relativo ai sistemi solari, è stata il costo per la sostituzione dell'accumulo elettrico al decimo anno di vita dell'impianto, come suggerito da letteratura tecnica.

La manutenzione è stata invece considerata con una percentuale annuale del costo totale iniziale in relazione alla tipologia di impianto analizzato.

Per la valutazione del costo iniziale I_0 nel caso di sistemi di cogenerazione sono stati considerati il motore endotermico e il turbogas, ognuno rispettivamente nel proprio caso. È stato inoltre presa in considerazione la produzione di Syngas la distribuzione dell'energia termica che deve avvenire con un sistema di teleriscaldamento.

I ricavi considerati per lo studio sono stati:

- La tariffa incentivante GSE che remunera l'energia autoconsumata virtualmente dai membri della CER;
- Il corrispettivo di valorizzazione ARERA sull'energia autoconsumata;
- contributo in conto capitale, pari al 40% del costo dell'investimento, finanziato attraverso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza per le sole CER i cui impianti di produzione sono ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti e quindi accessibile anche al Comune di Soveria Mannelli;
- Energia elettrica immessa in rete;
- Energia elettrica risparmiata non prelevata dalla rete;
- Nei casi di impianti di cogenerazione è stata considerato anche il risparmio legato all'energia termica ottenuta nel processo di cogenerazione e quindi non prodotta con l'uso di gas naturale.

Capitolo 5

Analisi dello stato di fatto energetico del territorio

Le comunità energetiche devono essere intese come una realtà sociale, culturale ed economica che autoproduce localmente l'energia necessaria al suo fabbisogno, usando giudiziosamente le risorse del territorio nei limiti imposti dallo stock patrimoniale. Si rende quindi indispensabile la valorizzazione dei beni comuni indirizzandosi verso la riduzione della loro impronta ecologica. Essenziale è quindi incentivare iniziative volte non solo al miglioramento delle prestazioni energetiche ma anche a garantire edifici pubblici più sicuri, sostenibili e moderni, riconoscendo in questo modo alla Pubblica Amministrazione un ruolo di guida e di esempio in linea con quanto previsto dalle direttive europee sull'efficienza energetica degli edifici e dall'iniziativa europea denominata "Renovation Wave".

In questo capitolo si riportano le analisi effettuate sul territorio e sugli edifici di proprietà comunale, andando ad illustrare le criticità e le possibilità di miglioramento.

5.1 La collaborazione con il comune di Soveria Mannelli: criticità e punti di forza.

L'area interna del Reventino - Savuto comprende 14 Comuni (Figura 5.1): Bianchi, Carpanzano, Colosimi, Panettieri, Parenti, Pedivigliano e Scigliano afferenti al comprensorio del Savuto e ricadenti nella provincia di Cosenza; Carlipoli, Cicala, Conflenti, Decollatura, Motta Santa Lucia, Serrastretta e Soveria Mannelli che compongono il comprensorio del Reventino e sono localizzati in provincia di Catanzaro.

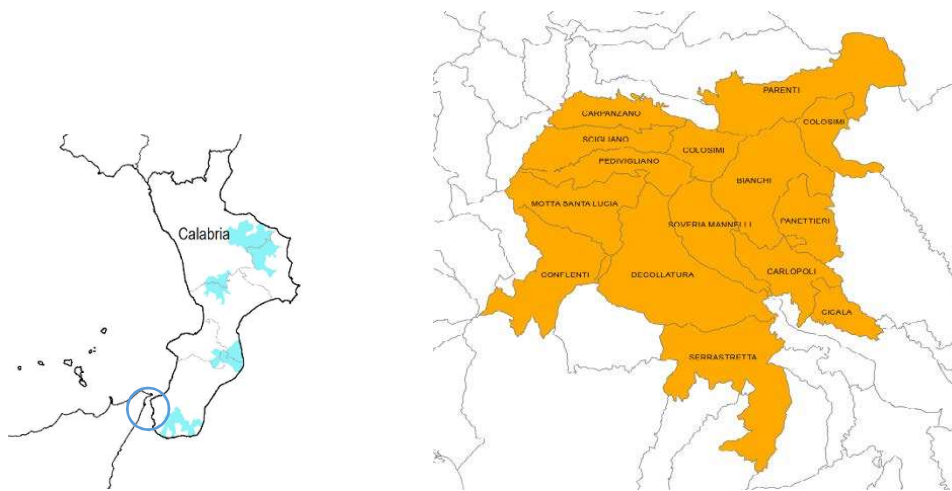


Figura 5.1 I comuni dell'area interna Reventino – Savuto

Quasi tutti i comuni sono classificati come periferici, solo alcuni, ossia Colosimi, Parenti, Pedivigliano e Motta Santa Lucia, sono classificati come intermedi. Tutti i Comuni dell'Area presentano un territorio totalmente montano: l'altitudine media è di 752 m sul livello del mare. L'Area si estende su una superficie territoriale di 352 km²: il Comune più esteso è Decollatura (50,4 km²), mentre il Comune che presenta la superficie territoriale più contenuta è Cicala (9,1 km²).

La città di Soveria Mannelli si colloca nel comprensorio territoriale della Sila Occidentale, confinante con i comuni di Bianchi, Colosimi, Pedivigliano, Decollatura, Carlipoli, Gimigliano e per una minima parte con San Pietro Apostolo. Il complesso è delimitato a nord dalla Valle del Savuto, a sud dalla Piana di Sant'Eufemia, a ovest dal Mar Tirreno, mentre ad est il confine virtuale con la Sila Piccola può essere identificato nel corso del fiume Corace.

Capitolo 5. Analisi dello stato di fatto energetico del territorio

Esteso su 20,37 km², Soveria Mannelli ospita circa 3000 abitanti, con una densità abitativa di 143,9 abitanti per chilometro quadrato. Il paesaggio presenta le tipiche forme degli altipiani montani, con cime che emergono da territori sub-pianeggianti, caratterizzati da pendii lievi o ripidi.

Tabella 5.1 Provincia d'appartenenza, grado di perifericità, altitudine e superficie territoriale dei comuni dell'area Reventino –Savuto; 2014 [82].

Comune	Provincia	Grado di perifericità (Classe comune)	Altitudine del centro (metri)	Superficie territoriale totale (km ²)
Bianchi	Cosenza	E - Periferico	825	33,0
Carpanzano	Cosenza	E - Periferico	600	14,3
Colosimi	Cosenza	D - Intermedio	870	24,4
Panettieri	Cosenza	E - Periferico	937	14,7
Parenti	Cosenza	D - Intermedio	798	37,6
Pedivigliano	Cosenza	D - Intermedio	580	16,6
Scigliano	Cosenza	E - Periferico	659	17,3
Carlopoli	Catanzaro	E - Periferico	924	16,3
Conflenti	Catanzaro	E - Periferico	540	31,0
Decollatura	Catanzaro	E - Periferico	765	50,4
Motta Santa Lucia	Catanzaro	D - Intermedio	590	25,7
Serrastretta	Catanzaro	E - Periferico	840	41,2
Soveria Mannelli	Catanzaro	E - Periferico	774	20,4

Il nucleo abitato è situato ad una altitudine variabile tra i 730 metri e gli 870 metri sul livello del mare, mentre l'intero territorio tra i 700 m e i 950 m circa, per cui può essere di fatto inserito all'interno dei comuni montani.

La parte più antica dell'abitato si dispone nella parte più alta del territorio e precisamente tra Mannelli, San Tommaso e Colosimelli, mentre la parte relativamente moderna "Soveria", si sviluppa nelle parti più in basso ed in posizione pianeggiante lungo la Strada Statale 19 delle Calabrie.

Del comune di Soveria Mannelli fanno parte anche le frazioni di Arciprete (2,62 km²), Bivio Bonacci (4,85 km²), Colla (3,27 km²), Cupa Soprana (7,55 km²), Cupa Sottana (6,83 km²), Gesonte - Celifetto (2,57 km²), Località Patuto Pantano (2,34 km²), Pianellucci (1,71 km²), Pirainetto (2,87 km²), Pirillo Sottano (2,38 km²), San Tommaso (0,44 km²), Santa Margherita (5,29 km²), Santuopo (6,16 km²), Santuopo Santa Margherita (7,10 km²), Scaglioni (1,23 km²), Timpone (0,25 km²), Vaccarizzo (3,49 km²).

Caratterizzato da inverni freddi ed estati miti, la cittadina di Soveria Mannelli si trova in una zona climatica E con 2.374 gradi-giorno ed è classificato come sottotipo "Csa" Clima mediterraneo caldo-estivo nella classificazione climatica di Köppen.

In tutta l'area la vegetazione si presenta molto rigogliosa. Salendo da valle, la folta vegetazione passa dall'area collinare, prettamente mediterranea dominata dagli oliveti e querceti nei profondi valloni, a quella montana con gli alberi d'alto fusto di cerri, castagni, pino lanciaio, abete bianco e faggi alle quote più elevate. Sulla zona montuosa prevale la vegetazione arbustiva, costituita principalmente da boschi di latifoglie e conifere montane.

Dal punto di vista delle infrastrutture Soveria Mannelli è attraversata dalla strada provinciale SP 165 che la collega con Lamezia Terme a sud-ovest e con l'autostrada A2 Salerno-Reggio Calabria a circa 25 chilometri dal centro abitato. La città è inoltre collegata a Catanzaro e Cosenza tramite la SP 165, ex SS. 19 delle Calabrie. È equidistante dalla costa tirrenica e dalla Sila, raggiungibili tramite la Strada Statale 109 della Sila Piccola.

Soveria Mannelli è servita anche dalla linea ferroviaria a scartamento ridotto Catanzaro – Cosenza (ex Ferrovie Calabro-Lucane) con stazioni ferroviarie nel territorio comunale, le quali, nella maggior parte, risultano inutilizzate.

Il patrimonio abitativo, secondo il censimento ISTAT Abitazioni 2001, è costituito da un numero complessivo di 1.736 abitazioni, di cui 1.253 (pari al 76%) occupate e le rimanenti 483 (pari al 24%) non occupate. Di queste non si conosce l'effettiva qualità da un punto di vista energetico non essendo state soggette a ristrutturazione importanti in tempi recenti. Per quanto riguarda invece la presenza di strutture scolastiche nel territorio, possiamo annoverare le scuole dell'infanzia presenti nel nucleo principale e nella frazione di Colla, la scuola secondaria di primo grado facente parte dell'istituto comprensivo IC Rodari e le scuole secondarie di secondo grado ad indirizzo professionale per l'agricoltura e l'ambiente e tecnico-informatico.

Aspetto di grande rilievo è la forte vocazione imprenditoriale che contraddistingue la città, e la fiorente area industriale con imprese a maggioranza piccole oppure a conduzione familiare: il Lanificio Leo è una fabbrica fondata nel 1873 in cui la produzione di tessuti avviene ancora adoperando gli antichi macchinari. Agli antipodi troviamo i moderni stabilimenti grafici della Rubbettino Editore, l'opificio industriale della Camillo Sirianni Sas, che produce arredi scolastici, e la Profiltek S.r.l. per la lavorazione di lattonerie e prodotti in metallo. Sono attive, inoltre, numerose piccole industrie che operano nel settore alimentare, soprattutto nella lavorazione dei funghi.

Il comune di Soveria Mannelli è inoltre, già da diversi anni, attento alle tematiche energetiche al tema dell'ammmodernamento delle sue strutture e infrastrutture. Grazie ad alcuni finanziamenti ottenuti, è stato realizzato un impianto geotermico con sistema a pompa di calore a servizio di alcuni plessi comunali. Gli ultimi finanziamenti che il comune è riuscito ad ottenere sono legati all'edilizia scolastica. Una prima scuola dell'infanzia è stata realizzata negli ultimi anni, seguendo il protocollo per una realizzazione NZEB e con un occhio ai più moderni canoni di apprendimento. In fase di realizzazione è invece un asilo nido nella frazione di San Tommaso. Anch'esso progettato con i più rigorosi standard energetici e con una struttura in legno X-Lam, vuole essere punto di riferimento, non solo per i cittadini di Soveria Mannelli ma per l'intero comprensorio.

Proprio in questo scenario di fermento industriale, attenzione alla qualità della vita degli abitanti e sensibilità energetica, si vogliono gettare le basi per la costituzione di comunità energetiche rinnovabili, importante passo in avanti verso uno scenario basato sullo sviluppo di energia a chilometro zero e di reti intelligenti.

5.2 La situazione energetica nazionale ed europea

L'Ufficio Statistico di Terna, membro del Sistema Statistico Nazionale italiano, ha rilevato nel 2022 una domanda di energia elettrica pari a 315 TWh e ha registrato una diminuzione dell'1,5% rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno di energia elettrica è stato soddisfatto per l'86,4% da produzione nazionale destinata al consumo, per un valore di 272 TWh (-1,8%), e per la quota restante, pari al 13,6%, dalle importazioni nette dall'estero per un ammontare di 43 TWh. La fonte termoelettrica non rinnovabile ha coperto la maggior parte del fabbisogno energetico, rappresentando il 63,9% della produzione totale nel 2022, con un aumento del 6,4% rispetto al 2021. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il fotovoltaico ha raggiunto un record storico con oltre 28 TWh di produzione, segnando un incremento del 12,3% rispetto all'anno precedente. Al contrario, la produzione idroelettrica ha toccato un minimo storico, scendendo del 36,2% e attestandosi a 30,3 TWh [83].

Anche le altre fonti rinnovabili hanno registrato una diminuzione: la produzione eolica è calata del 2,1%, quella geotermica dell'1,3% e le bioenergie del 7,6% rispetto al 2021. La principale causa della riduzione nelle bioenergie, che hanno mostrato il calo più significativo degli ultimi anni, è stata la produzione di energia utilizzando oli vegetali grezzi come combustibile, che è scesa del 24,8%.

Nel 2023 la richiesta di elettricità in Italia si è fermata a 306 TWh, 9 TWh in meno del 2022, con una contrazione del 2,8%, concentrata nel I semestre (-5,7%), perché nel II semestre si è registrata un marginale incremento sull'anno precedente (+0,3%) [84].

Nel 2022, i consumi elettrici in Italia hanno mostrato diverse variazioni tra i vari settori. Il consumo pro-capite medio è stato di circa 5.500 kWh. Nel settore domestico, i consumi totali sono stati di circa 58 TWh, corrispondenti a circa 970 kWh pro-capite. L'illuminazione pubblica ha consumato circa 6 TWh, con un consumo pro-capite di circa 100 kWh. Il settore dei servizi, comprendente uffici e attività commerciali, ha totalizzato circa 74 TWh, pari a circa 1.240 kWh pro-capite. Nei trasporti, i consumi elettrici sono stati di circa 5 TWh, equivalenti a circa 84 kWh pro-capite.

Nel 2023, i consumi elettrici hanno seguito tendenze simili. Il settore domestico ha visto un leggero calo, attestandosi a 57 TWh, che equivale a circa 950 kWh pro-capite. L'illuminazione pubblica ha ulteriormente ridotto i consumi a 5,8 TWh, corrispondenti a circa 95 kWh pro-capite. Il settore dei servizi ha mantenuto consumi elevati, stabilizzandosi intorno ai 75 TWh, ovvero circa 1.260 kWh pro-capite. Nei trasporti, il consumo elettrico è cresciuto ulteriormente, superando i 6 TWh, pari a circa 100 kWh pro-capite. Il settore industriale ha registrato una lieve crescita, con consumi che hanno raggiunto i 125 TWh, ovvero circa 2.100 kWh pro-capite.

Questi dati evidenziano come la distribuzione dei consumi elettrici tra i vari settori si sia evoluta negli ultimi due anni, con un'attenzione crescente alla sostenibilità e all'efficienza energetica, oltre a un incremento nell'uso di energie rinnovabili e tecnologie avanzate [85] [86].

Il consumo di energia elettrica per illuminazione pubblica in Italia, tra il 2010 e il 2019, è stato relativamente stabile intorno ai 6.000 GWh, mentre è sceso a 5.146 GWh nel 2020.

Corrispondentemente, la spesa italiana per illuminazione pubblica nel 2019 è stata pari a 1,8 miliardi di euro, una tra le più alte in Europa. Infatti, sempre nel 2019, la spesa pro-capite per illuminazione pubblica in Italia è stata di 30,5 euro, molto più elevata rispetto ad Austria (24,6), Francia (22,7) e Germania (4,8). Questa maggiore spesa per illuminazione è dovuta non solo al maggior consumo, ma anche al maggior costo della elettricità in Italia legato alla dipendenza dagli idrocarburi [87].

I dati disponibili in relazione al terziario ci dicono invece che gli edifici adibiti a ufficio in Italia rappresentano circa il 10% di tutto il parco immobiliare. Il 30% dei loro consumi energetici sono dovuti all'uso di luce artificiale, il 25% al riscaldamento, il 16% alle

apparecchiature quali computer, stampanti, fax, fotocopiatrici e scanner, il 9% alla climatizzazione estiva e il 9% per il riscaldamento dell'acqua sanitaria. Alla luce di queste valutazioni, indagare quanto influiscono nelle spese di un piccolo comune risulta essenziale. Per quanto riguarda invece l'istruzione, attualmente in Italia ci sono circa otto milioni di alunni, considerando dalla scuola dell'infanzia al diploma di maturità. Nel complesso il patrimonio dell'edilizia scolastica conta circa 45 mila edifici, con un consumo elettrico complessivo stimato in 1,46 TWh. Il consumo medio di energia elettrica associato a ciascuno studente è pari a 180 kWh/anno [88].

Infine, altro settore di interesse ai fini di questa trattazione è quello delle acque e delle acque reflue che rappresenta il 3,5% dell'utilizzo di energia elettrica nell'Unione Europea [89].

5.3 L'analisi dello storico dei consumi elettrici

Il processo di diagnosi energetica è una pratica che consiste in un'analisi dettagliata delle prestazioni energetiche di un edificio e viene redatta al fine di identificare tutti i possibili miglioramenti conseguibili ed aumentarne l'efficienza globale. Questo processo implica però la valutazione di svariati aspetti legati al consumo energetico dell'edificio, tra i quali l'involucro edilizio, i sistemi impiantistici HVAC (riscaldamento, ventilazione e condizionamento dell'aria) ed il loro utilizzo, l'illuminazione ed il consumo dovuto all'uso delle apparecchiature per uso domestico e non domestico. Momento fondamentale di questo processo è quello conoscitivo dello storico dei consumi attraverso le spese sostenute.

In questo contesto di valutazione delle esigenze e dei consumi dell'ente comunale per il sostentamento energetico delle proprie strutture, è stata redatta un'analisi dei costi energetici registrati negli ultimi anni. L'elenco delle utenze municipali è stato suddiviso in cluster, aggregando tra loro i centri di costo simili.

Questo processo conoscitivo e il quadro generale dei carichi elettrici sarà poi fondamentale per il dimensionamento degli impianti afferenti alla comunità di energia e possono inoltre, fornire all'amministrazione comunale strumenti utili ad individuare le criticità su cui agire nell'ottica di una gestione strategica delle risorse.

Le analisi sono state condotte sullo storico a partire dal 2019 fino al 2023. Inizialmente lo studio voleva concentrarsi principalmente sui tre anni precedenti all'inizio del percorso di dottorato, essendo però questo periodo legato alla pandemia da COVID-19, si è voluto analizzare un periodo più lungo per evitare sottostime legate ad un utilizzo degli edifici non convenzionale.

Per l'anno 2022 i dati a disposizione erano pochi e riferiti solo ad alcuni mesi, per questo motivo si è scelto non inserirli nell'analisi e mantenere solo l'anno 2023 come riferimento di ripresa delle attività standard.

L'analisi è stata condotta in termini di consumi e, quando i dati a disposizioni lo hanno permesso, è stata riportata la spesa sostenuta.

È stata inoltre valutata la divisione per fasce orarie, estremamente utile in visione di comunità energetica per la scelta degli impianti e della fonte rinnovabile più conveniente da utilizzare.

Per quanto riguarda il cluster legato a pozzi e depuratori è stata fatta inoltre un'analisi sulla potenza reattiva, così da poter individuare eventuali rifasamenti necessari degli impianti. L'idea alla base dello studio è quella di individuare i siti che presentano consumi di energia prevalenti, o quelli in cui è possibile un forte miglioramento dell'efficienza energetica.

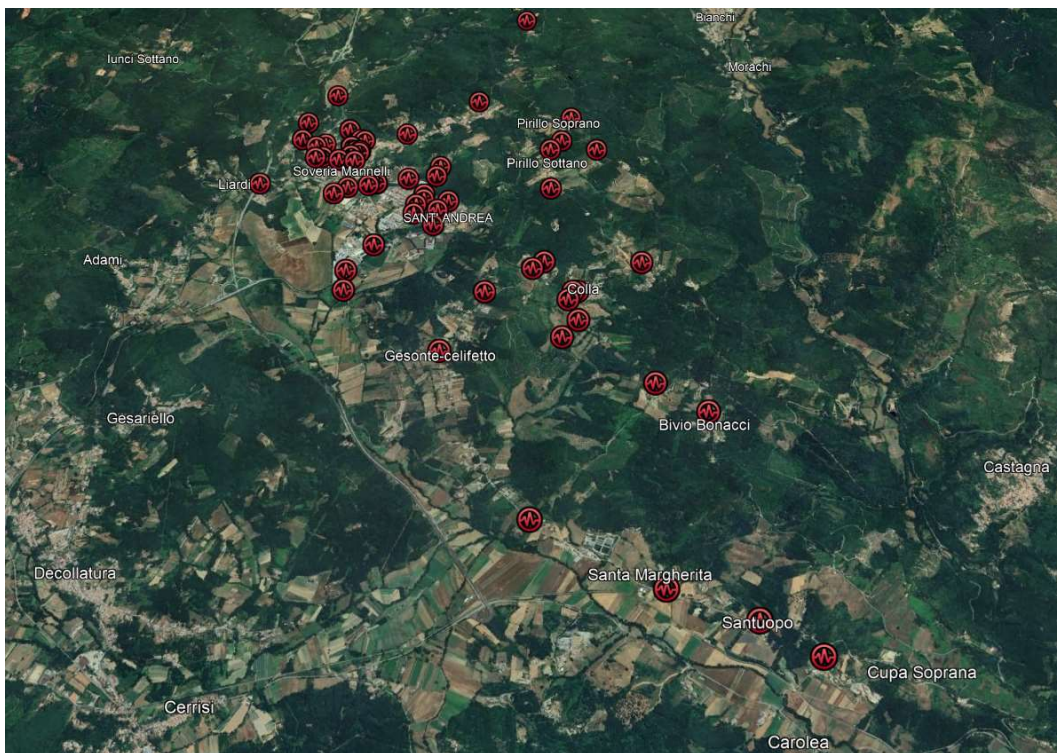


Figura 5.2 Punti di fornitura elettrica sul territorio di Soveria Mannelli

5.3.1 L'illuminazione pubblica

Dal punto di vista dell'illuminazione pubblica, il comune di Soveria Mannelli non ha una propria gestione. Ha affidato il centro di costo ad una società che si è fatta carico della

manutenzione e ammodernamento, e quindi dei costi legati all'energia, per un decennio. Per questo motivo i dati a disposizione non sono stati sufficienti al fine di una valutazione sulle possibilità legate al retrofit di questa importante spesa che i comuni si trovano ad affrontare.

Nonostante la gestione dell'illuminazione pubblica si affida ad una società esterna, sono presenti quattro punti di fornitura che nel periodo oggetto di analisi risultano tra le spese del comune (Tabella 5.2).

Tabella 5.2 Consumi annui illuminazione pubblica [kWh]

Punto di fornitura	Codice	2019	2020	2021	2022	2023
Via Baraccone	IL658	4.480	4.658	4.038	-	3.730,30
Viale dei Pini	IL271	1.829	812	2.360	-	3.137,80
Contrada Perillo	IL528	-	-	-	-	2.001
Viale dei Pini I TRV	IL415	-	-	-	-	0

I punti di fornitura localizzati sono quelli a servizio dell'ingresso del cimitero (IL658) e del parcheggio dell'ospedale (IL271), per i quali non si è riuscito ad ottenere alcuna informazione in merito alla tipologia e al numero dei punti luci afferenti ad ognuno. Per quanto riguarda gli altri due non è stato possibile reperire alcun'informazione.

Dai dati a disposizione vi è un calo nei consumi annui del punto IL658 che presenta un consumo di 4.658 kWh nel 2020 e un calo a 3.730 kWh nel 2023. Il punto IL271 presenta invece consumi pari a 812 kWh nel 2020 che risultano triplicati nel 2023. Da attenzionare invece è il punto di prelievo IL415. I dati a disposizione si riferiscono solo al 2023 dove i consumi risultano nulli, resta quindi un consumo legato alle quote fisse senza alcun reale utilizzo.

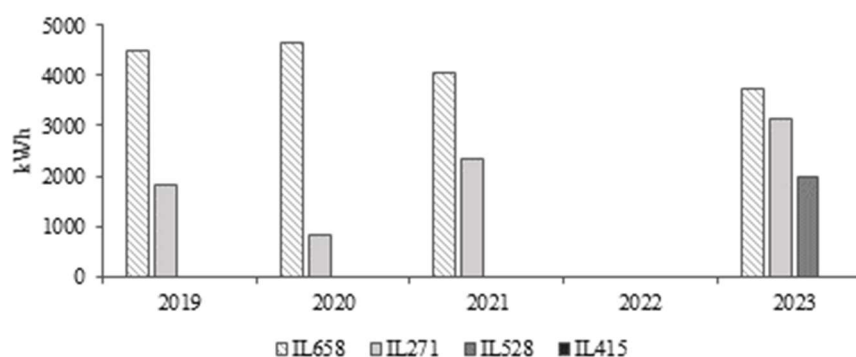


Figura 5.3 Consumi dei punti di fornitura con tipologia contratto di illuminazione pubblica

5.3.2 *Gli altri centri di costo comunali*

Prendendo in prestito dal mondo aziendale il concetto di centro di costo, si vuole effettuare la ripartizione dei costi energetici sostenuti dal comune in gruppi omogenei di attività al fine di valutare il peso di ogni gruppo sul bilancio comunale. Questo approccio gestionale permette di rilevare i costi in modo separato, ripartendoli per unità o obiettivi.

I quattro clusters individuati sono:

- Gli edifici del comune e ufficio tecnico;
- Le scuole;
- Tutti gli altri edifici le cui spese energetiche sono a capo del comune;
- I pozzi e i depuratori a servizio del territorio comunale.

Ogni centro di costo verrà analizzato individualmente per evidenziarne eventuali problematiche ed infine se ne valuterà il peso complessivo sull'insieme.

La prima aggregazione è relativa all'edificio comunale e all'ufficio tecnico (Tabella 5.3). In Figura 5.4 è indicata la localizzazione dei diversi punti di fornitura, in realtà tutti concentrati nei pressi dei due uffici del comune e dell'ufficio tecnico.



Figura 5.4 Punti di fornitura relativi all'edificio del comune e dell'ufficio tecnico

Capitolo 5. Analisi dello stato di fatto energetico del territorio

I dati disponibili e riportati vanno dal 2019 al 2023, escludendo il 2022 per incompletezza.

Tabella 5.3 Consumi annui edifici Comune ed Ufficio tecnico[kWh] e relativa spesa annua [€]

Punto di fornitura	Codice	2019		2020		2021		2023	
		€	kWh	€	kWh	€	kWh	€	kWh
Ufficio Tecnico	UT372	2.513,01	8.439	2.120,01	8.158	2.436,48	10.023	-	8.768
Casa Comunale Server	CS371	2.052,63	7.526	1.835,92	7.560	2.298,16	8.144	-	7.792
Casa Comunale	C370	2.641,97	10.652	2.562,3	11.719	3.203,91	12.132	-	6.951
Casa Comunale Garage	CG425	1.009,85	1.329	807,11	826,00	699,29	821	-	1.685
Tot		8.214,46		7.325,34		8.637,84			

Dal 2019 al 2021, i costi legati a questo gruppo omogeneo, si sono mantenuti pressoché costanti, con un leggero decremento nel 2020 che da 8.214 € dell'anno precedente, passa a 7.325 €, con una riduzione dell'11%, per poi tornare circa al valore dell'anno 2019. I punti di prelievo legati ai costi maggiori sono l'edificio comunale (C370) e l'ufficio tecnico (UT372) con una media di 11.000 kWh l'anno per il primo e 8.500 kWh per il secondo. Gli altri due punti di fornitura sono legati uno alla sala serve, un tempo con un assorbimento elettrico maggiore che richiedeva un POD dedicato, e il garage utilizzato principalmente per lo stallo di attrezzature e autovetture comunali.

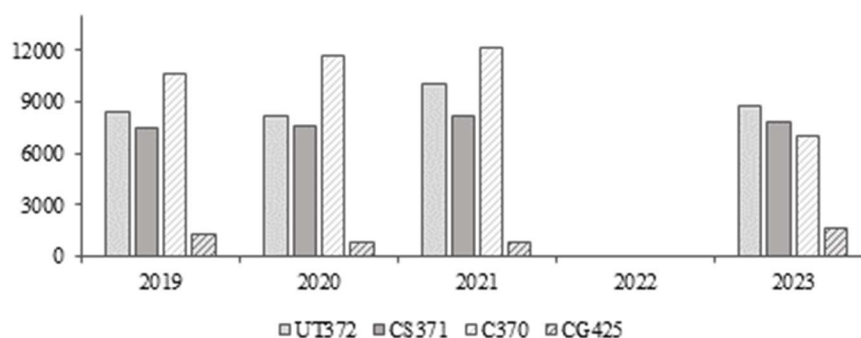


Figura 5.5 Consumi annui edifici comunali [kWh]

Il costo medio annuo sostenuto è pari a circa 28.000 € totali. Un primo intervento auspicabile sarebbe la fusione dei tre POD (CS371, C370, CG425) localizzati tutti all'interno dell'edificio comunale in quanto ciò permetterebbe una riduzione dei costi legati alle quote fisse. Stando all'ultima fatturazione di dicembre 2023, per ogni POD unificato, il risparmio ammonterebbe a circa 10 €/POD. Con l'accorpamento di due POD, in un anno il risparmio ottenuto sarebbe di circa 240 €.

Come mostra la Figura 5.6, e come ci si aspetta, i maggior consumi sono riscontrabili nella fascia F1 (ore di punta), 8-19 dal lunedì al venerdì. Uniche due anomalie presenti sono legate ai server e all'ufficio tecnico che per ogni anno in esame, presentano maggiori costi nella fascia F3 (23-7 dal lunedì al sabato e tutte le ore di domenica e dei giorni festivi). Solo nel 2023, l'edificio che ospita l'ufficio tecnico, presenta consumi legati alla fascia oraria F3 pari a 4.722 kWh contro i 1.767 kWh consumati nella fascia di occupazione tipica F1. Stessa tendenza è riscontrabile negli anni precedenti.

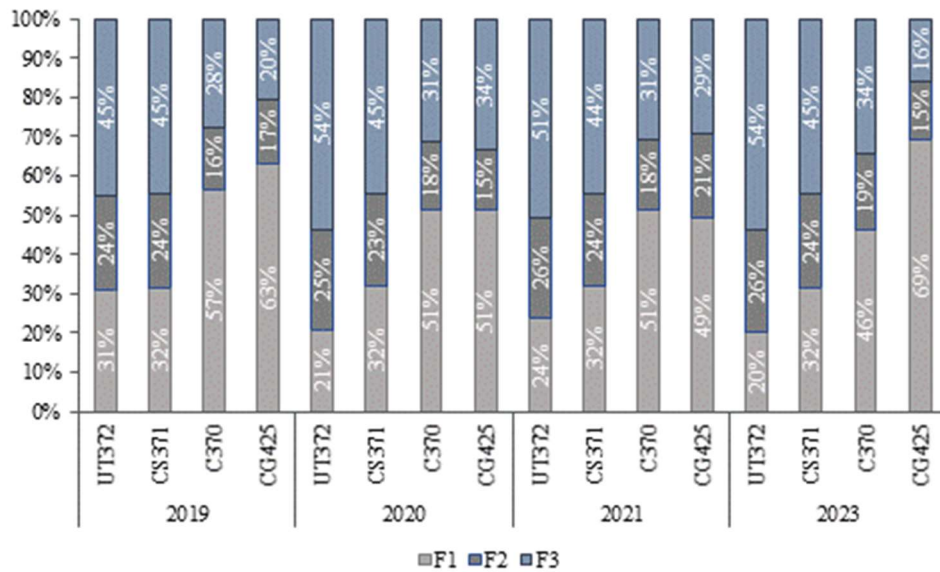


Figura 5.6 Consumi annui edifici comunali per fasce orarie [kWh]

Con riferimento alle scuole dell'infanzia, primarie e secondarie di primo livello, il cluster delle scuole del comune di Soveria Mannelli, è stato il secondo analizzato.

Sul territorio comunale sono presenti sei punti di prelievo legati alle strutture scolastiche: la direzione didattica, due scuole dell'infanzia, di cui una nella frazione di Colla, la scuola elementare e la scuola media con il suo distaccamento utilizzato come mensa scolastica. La scuola dell'infanzia localizzata nella frazione di San Tommaso, presenta un consumo nullo da settembre 2019 fino alle fine del 2021. Questo periodo è coinciso con l'apertura al pubblico di una nuova struttura e destinata a scuola dell'infanzia. Dopo alcuni interventi di ammodernamento, la struttura di San Tommaso è stata parzialmente riaperta e adibita ad asilo nido nel 2023. Ad oggi la struttura è oggetto di demolizione e ricostruzione per la realizzazione di un nuovo asilo nido finanziato dal PNRR e rientrante nella missione quattro per il potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione.

Anche la scuola materna della frazione di Colla è ad oggi oggetto di demolizione e ricostruzione con lo stesso programma di finanziamento PNRR prima riportato.

Per questo motivo i consumi legati a questo edificio non sono stati considerati rappresentativi. In Figura 5.7 viene indicata la localizzazione di ogni centro di costo.



- Scuola media
- Mensa Scuola Media
- Direzione scolastica
- Scuola elementare

Figura 5.7 Punti di fornitura relativi agli edifici scolastici

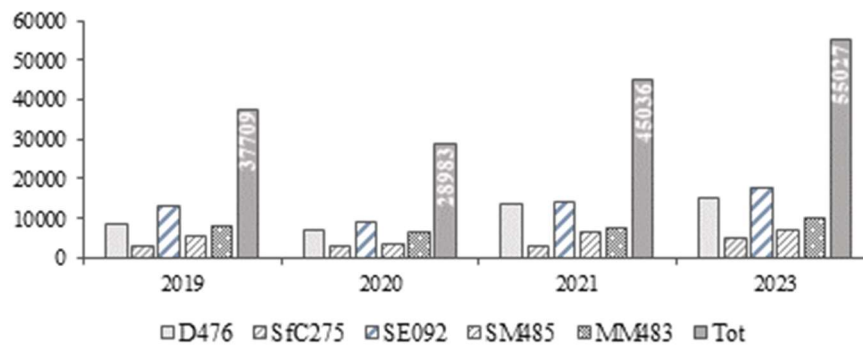


Figura 5.8 Consumi annui edifici scolastici [kWh]

Con un totale di 55.027 kWh, il 2023 vede un incremento del 47% dei consumi totali rispetto all'anno 2020 in cui le scuole sono rimaste chiuse a causa del COVID-19.

Le scuole elementari e le scuole medie, includendovi anche il distaccamento mensa, sono i due centri di costo maggiori con rispettivamente 161 kWh/anno e 258 kWh/anno per studente (2023).

In Figura 5.9 vengono riportati i consumi in percentuali, sempre in riferimento all'anno 2023. La direzione didattica e la scuola dell'infanzia della frazione di Colla presentano l'anomalia del 37% e 39% dei consumi in fascia F3.

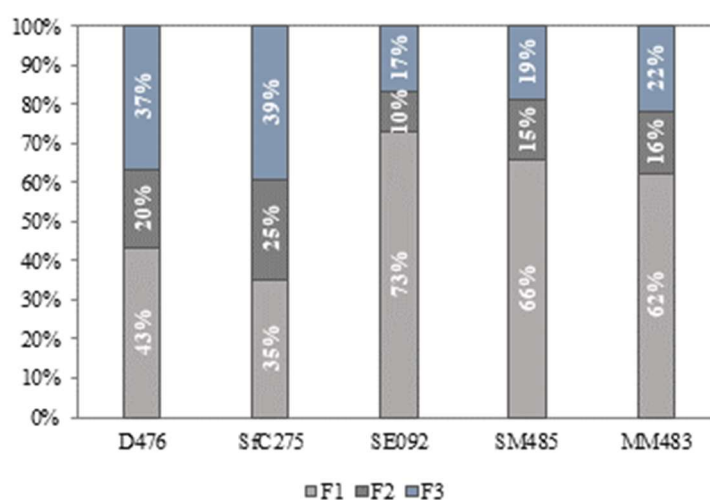


Figura 5.9 Consumi in percentuale nelle diverse fasce orarie per l'anno 2023

Le scuole primarie e secondarie di primo grado, coerentemente con l'utilizzo dell'edificio, presentano una media del 70% dei consumi in fascia F1. In questi edifici scolastici, la produzione di acqua calda sanitaria è affidata a boiler elettrici ad effetto joule, che quindi si attivano anche nelle ore notturne.

Per gli enti locali il costo dell'energia elettrica da sostenere è un'emergenza reale, ed uno dei primi passi da fare è l'ottimizzazione dei propri punti di prelievo in quanto, per un piccolo comune, la somma di piccoli contributi può fare poi la differenza.

Ad impattare in maniera evidente sulle casse comunali sono anche le spese per l'energia elettrica legate a tutti quegli edifici accessori alle attività della comunità.

In Figura 5.10 vengono individuati i diversi punti di fornitura relativi al cluster in esame.

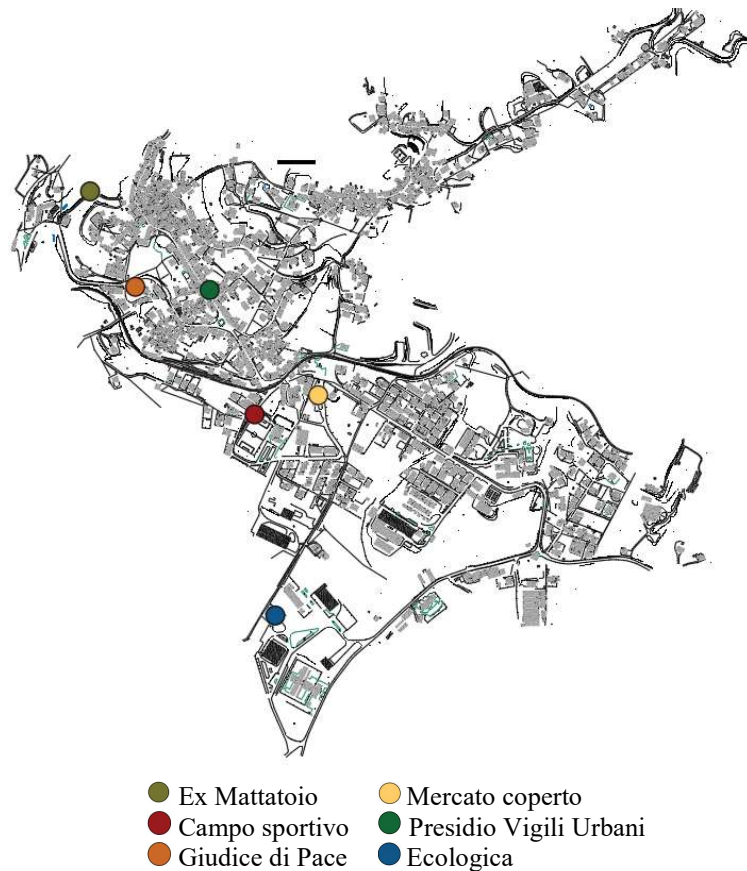


Figura 5.10 Punti di fornitura relativi agli altri edifici le cui spese energetiche sono a capo del comune

Per un totale di 16.738 kWh consumati nel 2023, con un incremento del 32% rispetto al 2021 e del 53% rispetto al 2020, l'insieme di tutti gli edifici accessori alle attività comunali, rappresenta il centro di costo che ha il minor impatto sulla spesa complessiva.

Tabella 5.4 Consumi annui altri edifici comunali [kWh] e spesa annua [€]

Punto di fornitura	Codice	2019		2020		2021		2023	
		€	kWh	€	kWh	€	kWh	€	kWh
Ecologica	EC587	548,69	209	957,17	1.699	1.124,92	2.003	-	2.109
Mercato coperto	MC821	887,68	589	558,31	89	672,5	633	-	677
Campo sportivo	CS559	1.962,39	766	1.251,26	626	1.399,63	3.647	-	7.313
Ex mattatoio	ExM820	653,9	5	605,1	2	470,02	0,00	-	3
Giudice di Pace	GP806	773,3	0,00	682,5	0,00	433,65	87	-	347
Presidio Vigili Urbani	PVU961	2.057,38	6.713	1.344,43	5.453	1.612,23	5.025	-	6.289

Le attività che rappresentano il costo principale in questo cluster sono quelle legate al campo sportivo e al presidio dei vigili urbani che rappresentano rispettivamente il 42% e il

37% del totale dei consumi nel 2023, seguiti dalle attività dell'isola ecologica che è causa del 13% dei consumi totali del gruppo.

Le attività MC821, ExM820 e GP806 (Figura 5.11) presentano invece dei consumi nel tempo estremamente bassi, sintomo di un non utilizzo degli edifici e quindi di un elemento possibile di ottimizzazione. Rappresentano rispettivamente il 4%, 0.1% e il 2% dei consumi totali nel 2023. Tra il 2019 e il 2020 per un consumo totale di 1.400 kWh il costo sostenuto è stato di 5.736 euro per un costo specifico pari a 4,08 €/kWh.

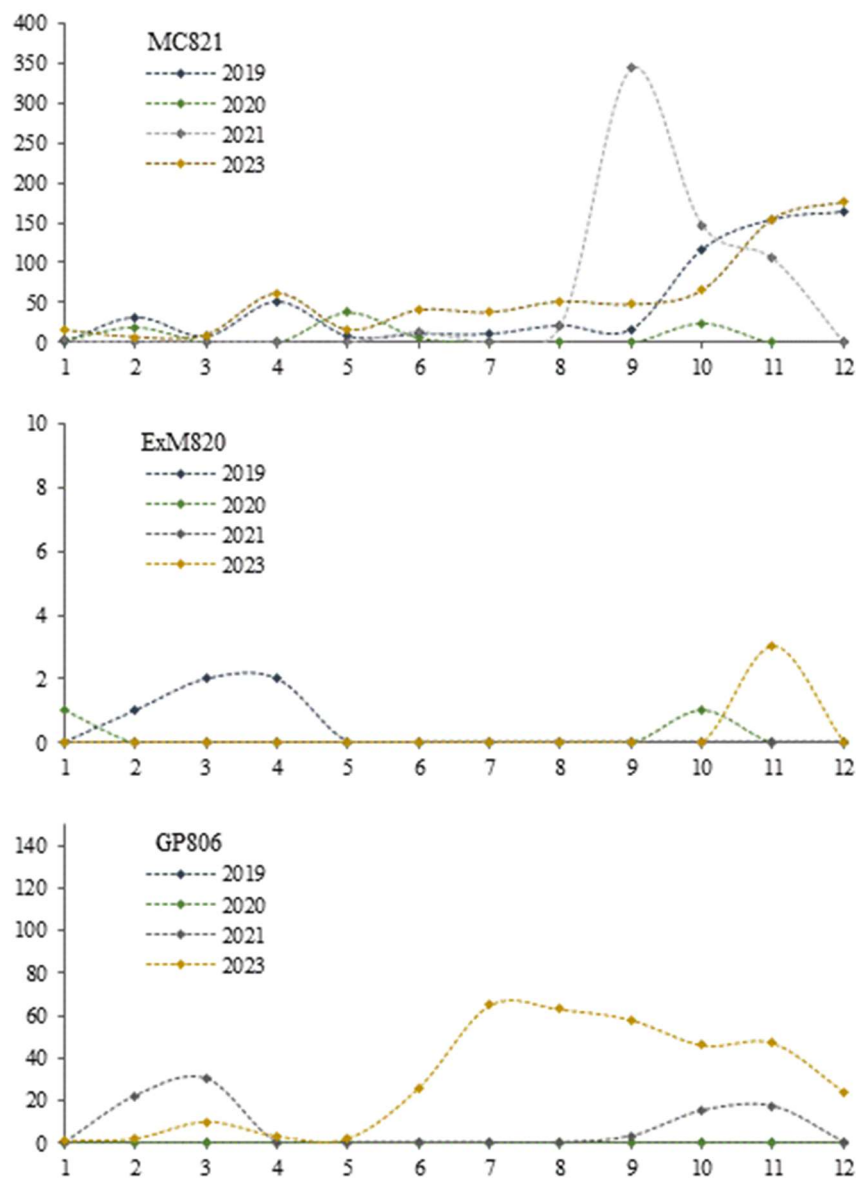


Figura 5.11 Consumi annui [kWh] dei punti di fornitura MC821, ExM820 e GP806

L'ultimo cluster che verrà descritto in questa sezione è quello relativo ai pozzi e ai depuratori dislocati sul territorio comunale.

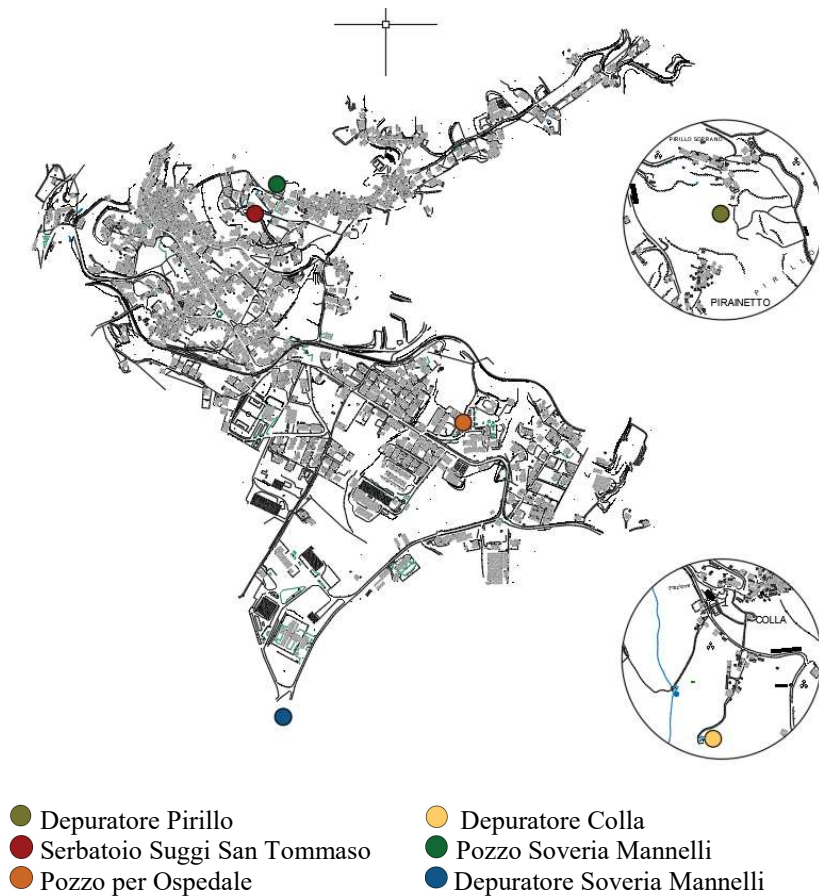


Figura 5.12 Punti di fornitura relativi a pozzi e depuratori

I punti di fornitura principali legati a questo cluster nel comune di Soveria Mannelli, sono legati ai tre pozzi e ai tre depuratori (Tabella 5.5).

Tabella 5.5 Consumi annui pozzi e depuratori comunali [kWh]

Punto di fornitura	Codice	2019	2020	2021	2023
Pozzo per Ospedale	PO008	3.772	325	4.097	0,00
Depuratore Soveria Mannelli	DS137	131.050	150.580	130.912	110.758,4
Depuratore Pirillo	DP603	12.633	16.827	13.297	10.362
Pozzo Soveria Mannelli	PS851	15.205	14.663	29.046	31.456
Depuratore Colla	DC520	19.017	20.468	15.509	18.336
Serbatoio Suggi San Tommaso	SST804	28	32	61	3

Nel triennio 2019 – 2021 i consumi legati a pozzi e depuratori sono rispettivamente di 67.229 kWh e 510.293 kWh per un totale di 133.753,65 euro. I consumi più alti sono legati principalmente al depuratore localizzato nel capoluogo con una media che rappresenta circa il 70% del totale in tutti gli anni oggetto di analisi. Irregolarità si riscontrano nell'anno 2023

per quanto riguarda il pozzo vicino l'ospedale e il serbatoio di San Tommaso che rispettivamente hanno un consumo di 0 kWh e 3 kWh.

Un'altra analisi effettuata nel caso del cluster in esame è quella legata alle potenze reattive in gioco. L'energia attiva è l'energia elettrica che viene prelevata e consumata. Quindi, quando parliamo di consumo di energia elettrica in bolletta si fa sempre riferimento all'Energia Attiva e viene quantificata in kWh. L'energia reattiva invece pesa sull'importo totale degli Oneri di Sistema e Trasporto ed è l'energia che viene assorbita dai macchinari elettrici ma che non viene effettivamente impegnata in lavoro, cioè in calore, forza o movimento. La sua unità di misura non è il kWh come per l'energia attiva, ma è il kVArh. Anche se questa energia non è effettivamente consumata, viene comunque trasportata sulla rete elettrica nazionale producendo delle perdite sulle linee di distribuzione. Quindi, più alta è l'energia reattiva più il costo del trasporto dell'energia elettrica è maggiore. L'Autorità aggiorna regolarmente i corrispettivi che si pagano per l'energia reattiva e la tariffa delle penali varia in base alla percentuale di energia reattiva rispetto all'energia attiva, rilevata in ciascuna fascia oraria (F1, F2, F3). Inoltre, le penali per l'energia reattiva vengono addebitate solamente agli utenti con potenza superiore a 16,5 kW (utenze con contatore trifase). A tutti gli altri invece non viene applicata nessuna penale.

Per utenze in bassa tensione la penale è così valutata:

- Energia reattiva tra il 33% e il 75% dell'energia attiva: 0,00744 €/kVArh
- Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva: 0,0096 €/kVArh

Dal punto di vista tecnico, lo sfasamento è indicato con il fattore di potenza, anche chiamato $\cos \varphi$. In condizioni ottimali il fattore dovrebbe tendere a uno, che corrisponde al valore massimo rilevato quando corrente e tensione risultano in fase.

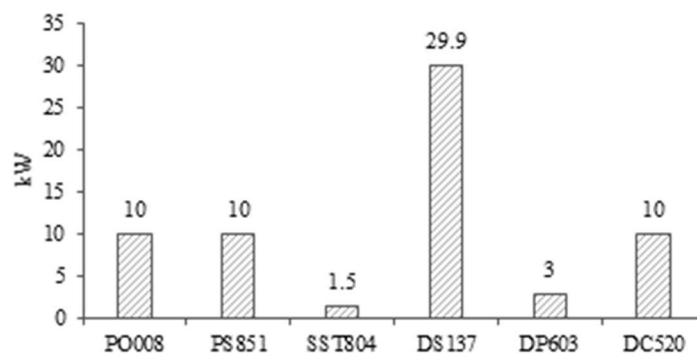


Figura 5.13 Potenze impegnate nei sistemi di depurazione e raccolta acque

I pozzi e i depuratori, per la presenza di pompe e circolatori, sono soggetti alla presenza di energia reattiva. L'unico però punto di prelievo che presenta una potenza superiore a 16,5 kW è il depuratore di Soveria Mannelli (Figura 5.13).

In bolletta, vicino alla tabella dei consumi, viene riportato il fattore di potenza. Se il valore è compreso tra 0,9 e 1 significa che l'impianto è in fase e non si stanno pagando penali, se è inferiore a 0,9 allora bisogna intervenire.

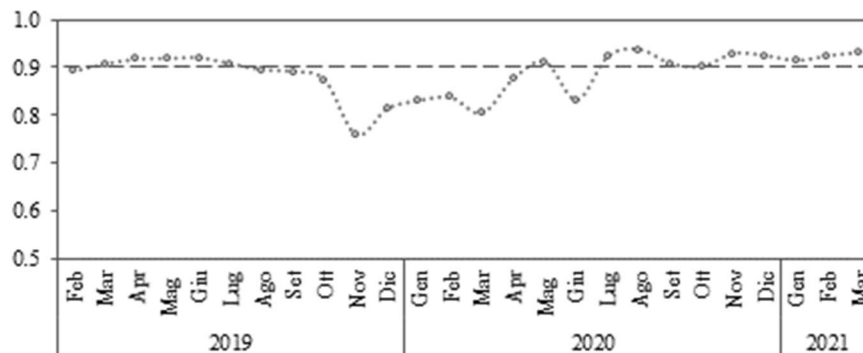


Figura 5.14 Andamento del fattore di potenza dell'impianto di depurazione di Soveria Mannelli

In Figura 5.14 viene riportato l'andamento del fattore di potenza del solo depuratore del capoluogo, in quanto è l'unico ad avere una potenza maggiore a 16,5 kW. Tra il 2019 e il 2020 è possibile notare un andamento di $\cos \varphi$ minore della soglia di 0,9, questo implica che vi sono stati dei costi sostenuti maggiorati rispetto l'effettivo consumo di energia elettrica.

Per concludere, le motivazioni che hanno condotto a questa analisi sono state principalmente due: avere contezza dei consumi annui su cui poter dimensionare una comunità energetica ed individuare i punti nevralgici per un'eventuale ottimizzazione.

Diffondere inoltre la cultura di una maggiore attenzione e consapevolezza nell'uso dell'energia è essenziale per gli enti pubblici.

L'attività ha previsto l'analisi di quattro gruppi aggregati per tipologia di attività:

- Comune ed ufficio tecnico (CUT)
- Scuole (ES)
- Altri edifici comunali (AEC)
- Pozzi e depuratori (PD)

In Figura 5.15 vengono riportati, per gli anni dal 2019 al 2023, le percentuali di energia elettrica spesa per i clusters individuati. L'anno 2022 è stato escluso dalle valutazioni in quanto erano presenti informazioni in riferimento ai soli mesi estivi.

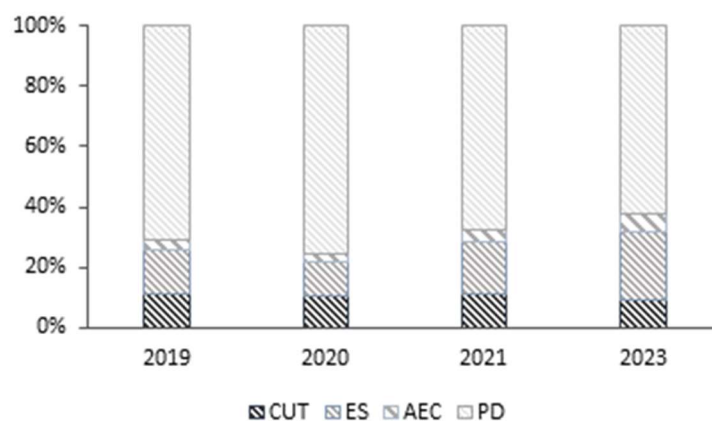


Figura 5.15 Ripartizione percentuale dell'energia elettrica spesa per i clusters individuati

Il comune di Soveria Mannelli ha affrontato una spesa legata all'energia elettrica in media di circa 75.000 €/anno con il 70% di essi legati al costo dell'energia per il funzionamento dei pozzi e dei depuratori.

Tabella 5.6 Tabella riassuntiva dei consumi annui per ogni edificio

Punto di fornitura	Codice	2019 kWh	2020 kWh	2021 kWh	2023 kWh
Ufficio Tecnico	UT372	8.439	8.158	10.023	8.768
Casa Comunale Server	CS371	7.526	7.560	8.144	7.792
Casa Comunale	C370	10.652	11.719	12.132	6.951
Casa Comunale Garage	CG425	1.329	826	821	1.685
Direzione didattica	D476	8.424	7.182	13.887	15.225
Scuola Elementare Soveria	SE092	12.992	9.068	13.995	17.726
Scuola Media Soveria	SM485	5.672	3.263	6.348	6.951
Mensa Scuola Media Soveria	MM483	7.857	6.463	7.580	10.121
Ecologica	EC587	209	1.699	2.003	2.109
Mercato coperto	MC821	589	89	633	677
Campo sportivo	CS559	766	626	3.647	7.313
Presidio Vigili Urbani	PVU961	6.713	5.453	5.025	6.289

Viene di seguito riportato, in Tabella 5.6, un riassunto dei consumi in kWh di ogni centro di costo per tutti gli anni monitorati al fine di avere una visione di massima dei fabbisogni comunali per gli edifici pubblici al fine di poter quantificare il loro inserimento in una

configurazione di comunità energetica. Sono stati esclusi tutti gli edifici dismessi e oggetto di demolizione e ricostruzione in corso.

Tenendo in considerazione gli ultimi due anni oggetto di analisi, in quanto più rispondenti ad un uso convenzionale degli edifici e non influenzati dai periodi di non utilizzo causa COVID-19, i punti di fornitura legati ai server del comune, alla direzione didattica, alle scuole medie, ad isola ecologica e mercato coperto, presentano delle variazioni tra il -5% e il 9% annui. Possono per questo motivo essere considerati prive di grosse oscillazioni dei fabbisogni. Caso atipico è quello che riguarda l'edificio comunale che nel 2023 presenta una riduzione dei fabbisogni elettrici del 25%. I dati relativi agli anni dal 2019 al 2021 restano per lo più costanti, con variazioni comprese tra il 3% e il 9%. Anche l'ufficio tecnico, rispetto al 2021, nel 2023 presenta una riduzione dei fabbisogni del 14%, con valori in linea a quelli registrati per gli anni 2019 e 2020. Il distaccamento-mensa della scuola media presenta un aumento dei consumi del 25%, sicuramente legato alla sostituzione della caldaia a gasolio con la pompa di calore. Altri incrementi significativi si registrano nei punti di fornitura del garage comunale e del campo sportivo, con un aumento del 50% dei consumi.

Tabella 5.7 Quadro riassuntivo dei consumi del 2023 ripartiti per fasce orarie

	F1	F2	F3	F1	F2	F3
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[%]	[%]	[%]
Ufficio Tecnico	1.767	2.279	4.722	20%	26%	54%
Casa Comunale Server	2.459	1.852	3.481	32%	24%	45%
Casa Comunale	4.745	1.976	3.540	46%	19%	34%
Casa Comunale Garage	1.169	245	271	69%	15%	16%
Direzione didattica	6.555	3.106	5.564	43%	20%	37%
Scuola Elementare Soveria	12.895	1.807	3.024	73%	10%	17%
Scuola Media Soveria	4.053	952	1.160	66%	15%	19%
Mensa Scuola Media Soveria	5.677	1.458	1.995	62%	16%	22%
Ecologica	1.619	175	315	77%	8%	15%
Mercato coperto	315	232	130	47%	34%	19%
Campo sportivo	2.555	2.302	2.456	35%	31%	34%
Presidio Vigili Urbani	4.704	661	924	75%	11%	15%

In Tabella 5.7 viene invece riportata la ripartizione per fasce orarie dei consumi per l'anno 2023. L'ufficio tecnico e i server della casa comunale, presentano dei consumi in fascia F3 maggiori rispetto alle fasce F1 ed F2. Anche lo stesso comune e la direzione didattica presentano dei consumi in fascia F3 superiori al 30%. Per il campo sportivo, i consumi sono equamente distribuiti sulle 3 fasce, tutti gli altri presentano i maggiori consumi in fascia F1.

5.4 La definizione di profili orari per lo studio delle CER

L'analisi dei consumi annuali permette di avere una visione conoscitiva d'insieme, da cui è possibile notare come una stima è possibile, ma le variazioni che caratterizzano ogni punto di fornitura è abbastanza imprevedibile.

Uno degli aspetti cruciali delle comunità energetiche è la definizione di energia condivisa. L'energia condivisa per l'autoconsumo è definita, *in ogni ora, come il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata dalla rete*. Tutta l'energia prodotta viene quindi riversata nella rete pubblica prima di essere prelevata dagli utenti e il bilancio dell'energia prodotta e autoconsumata avviene a livello orario. Alla luce di ciò, una conoscenza dei dati di consumo aggregati in maniera mensile non risulta sufficiente per un'accurata progettazione degli impianti a fonti rinnovabili.

La generazione di profili elettrici può essere affrontata seguendo due approcci principali: il metodo top-down e il metodo bottom-up.

L'approccio top-down impiega dati statistici relativi ai consumi aggregati di un vasto numero di utenti. Questi dati aggregati, noti come profili di consumo standard, permettono di identificare modelli comuni di consumo che risultano validi statisticamente quando si considera un ampio campione di utenti. Di solito, si osservano variazioni in base alla stagione e al tipo di giorno (lavorativo, prefestivo, festivo). Tuttavia, questo approccio non tiene conto del comportamento casuale degli utenti.

Al contrario, l'approccio bottom-up si concentra sull'aggregazione dei consumi delle singole apparecchiature per ottenere un profilo complessivo della richiesta di potenza del consumatore. Utilizzando i profili reali delle singole apparecchiature, è possibile ottenere una visione dettagliata e scomposta del consumo elettrico. Inoltre, questa metodologia tiene conto della variabilità casuale della domanda di potenza. Tuttavia, uno svantaggio significativo dell'approccio bottom-up è la tendenza a non considerare le abitudini specifiche dei consumatori, portando a profili aggregati che potrebbero non rispecchiare completamente la realtà.

In sintesi, mentre l'approccio top-down si basa su dati statistici aggregati per identificare modelli comuni di consumo, l'approccio bottom-up si basa sull'aggregazione dei consumi individuali dei dispositivi domestici e non, per ottenere una visione più dettagliata e realistica della domanda di potenza. Entrambi gli approcci presentano vantaggi e limitazioni, e la scelta tra i due dipende dalle specifiche esigenze del modello e dalla disponibilità dei dati.

Martina Ferrando et al. [90] ad esempio, hanno condotto una revisione sullo stato dell'arte degli approcci basati sulla fisica dal bottom-up. Gli strumenti UBEM (Urban Building Energy Modeling), che invece del tradizionale singolo edificio danno la possibilità di modellare ambiti edilizi, sono basati sulla fisica bottom-up, occupandosi della rappresentazione numerica delle interconnessioni tra gli edifici e l'ambiente circostante. Essi possono valutare la domanda energetica degli edifici con un'elevata risoluzione spazio-temporale. Questi strumenti si occupano della rappresentazione complessa di grandi aree ma una simulazione completa e dettagliata non è ancora possibile. Nello specifico gli USEM (Urban System Energy Modeling) si focalizzano sull'ottimizzazione e sulla progettazione di reti e sistemi energetici.

Oltre alla possibile modellazione è disponibile qualche dataset utile per l'analisi delle curve di carico degli utenti residenziali. Ad esempio, i set di dati *tracebase* [91] sono una raccolta di tracce di consumo energetico di diverse apparecchiature elettriche, raccolti nelle città di Darmstadt e Sydney. In questo studio, sono state raccolte tracce da singoli apparecchi elettrici, con una velocità media di rilevamento di un campione al secondo ed è stato creato un file per ogni presa a muro. I file sono raggruppati in directory in base al tipo di apparecchio monitorato.

Smart* [92] fornisce invece un'ampia varietà sia di dati elettrici (consumo e generazione) che ambientali (temperatura e umidità) e operativi (eventi dell'interruttore). L'obiettivo di questo progetto è quello di ottimizzare i consumi energetici all'interno delle cosiddette "case intelligenti" le quali presentano strumentazioni avanzate per raccogliere dati di vita reale e per sperimentare nuove tecniche e algoritmi il per miglioramento dell'efficienza energetica domestica.

Il Load Profile Generator [93] è uno strumento che crea profili di consumo energetico per abitazioni, consentendo di personalizzare i comportamenti delle famiglie residenti negli edifici considerati. Questo influisce direttamente sui livelli di consumo energetico e può essere utilizzato per creare modelli predefiniti sia per singole case che per appartamenti, tenendo conto delle abitudini familiari e consentendo di regolare il numero di persone, le loro abitudini di consumo quotidiane e le attrezzature presenti nell'edificio. Inoltre, offre la possibilità di includere o escludere dispositivi come i pannelli solari e le stazioni di ricarica per veicoli elettrici, riflettendo così i percorsi e le abitudini dei membri della famiglia. Il software permette anche di personalizzare le impostazioni di calcolo in base alle esigenze

dell'analisi in corso, come il periodo di osservazione, il tempo di risoluzione, la temperatura e la posizione geografica.

Nonostante la possibilità di far ricorso a diversi strumenti, trovare una perfetta aderenza dei modelli standardizzati o rilevati su altri tipi di utenze, non sempre restituisce un'aderenza ottimale. Una progettazione consapevole delle fasce di consumo e di flusso energetico permette invece l'ottimizzazione degli impianti di rinnovabili andando a ridurre la necessità di batterie di accumulo con tutti i benefici, anche economici, che ne conseguono. La comunità energetica ben dimensionata e progettata per essere scalabile permette l'ottimizzazione delle risorse in gioco. Per questo motivo la progettazione di una CER deve essere sartoriale, cucita addosso alla comunità che deve costituirla.

Alla luce di queste riflessioni, un primo approccio per la valutazione dei carichi in gioco, ha previsto la stima, attraverso questionari ed indagini condotti sul campo, di curve orarie rappresentative dell'andamento giornaliero degli edifici scelti per le analisi. Il settore edilizio selezionato per l'analisi è costituito da cinque edifici pubblici: la scuola primaria (Figura 5.16), la scuola secondaria (Figura 5.18) e la sua sede distaccata usata come mensa scolastica (Figura 5.19), il municipio e l'ufficio tecnico (Figura 5.17). Tutti gli edifici analizzati sono stati oggetto di misure di efficientamento energetico negli ultimi anni e sono situati radialmente ad una distanza massima di 200 m. Tra questi edifici è stata individuata la possibilità di un primo germe per una comunità energetica, estendibile alle attività di tipo residenziale che vi sono nei pressi.

La definizione dei programmi relativi alle attività e all'uso delle apparecchiature ha coinvolto diverse fasi di indagine e analisi. Innanzitutto, è stata condotta un'indagine dettagliata sulle abitudini degli occupanti degli edifici, comprendendo sia le attività quotidiane svolte all'interno degli spazi, sia i pattern di utilizzo delle apparecchiature, come ad esempio l'illuminazione, gli elettrodomestici e gli impianti di condizionamento.

L'indagine ha coinvolto interviste, questionari e osservazioni dirette, al fine di acquisire una conoscenza completa e accurata delle modalità di utilizzo degli ambienti e delle risorse energetiche all'interno degli edifici.

Successivamente, basandosi sui dati raccolti è stata delineata una "giornata tipo" standardizzata. Questa giornata tipo rappresenta un modello ideale che tiene conto delle diverse attività svolte negli edifici durante le diverse ore del giorno, nonché delle variazioni di consumo energetico legate alle stagioni. In particolare, sono state identificate e categorizzate le attività principali svolte negli edifici, sono state definite le relative fasce

orarie di svolgimento sono state considerate le specifiche esigenze di illuminazione, riscaldamento o raffrescamento associate a ciascuna attività, consentendo di ottenere una rappresentazione dettagliata e realistica delle dinamiche di utilizzo degli edifici e delle relative esigenze energetiche.



Figura 5.16 Scuola elementare



Figura 5.17 Comune ed ufficio tecnico



Figura 5.18 Scuola media



Figura 5.19 Mensa scuola media

È stata innanzitutto redatta una “carta d’identità” di ogni edificio in gioco, in cui sono riportate tutte le caratteristiche tipologiche, costruttive e dimensionali.

In Tabella 5.8 sono riportate le caratteristiche tipologiche della scuola elementare. L’edificio presenta una muratura in pietra naturale e recenti interventi di recupero hanno previsto l’installazione di un cappotto interno in fibra naturale di 3 cm. La climatizzazione invernale è gestita tramite caldaia a condensazione che alimenta ventilconvettori. Per quanto riguarda invece l’acqua calda sanitaria, è prodotta con tre boilers elettrici, uno per ognuno dei due blocchi di servizi igienici e un terzo posizionato nella stanza usata come piccola cucina per insegnanti ed operatori.

Per quanto riguarda l’edificio della scuola media

(Tabella 5.9), si presenta come un edificio più recente, ma comunque risalente agli anni 0. Non presenta isolamento né interno né esterno delle chiusure verticali e l’unico intervento

di riqualificazione ha riguardato la sostituzione di un preesistente generatore a gasolio con una caldaia a condensazione. Anche in questo caso l'acqua calda sanitaria è prodotta con un boiler elettrico.

La Tabella 5.10 riporta le caratteristiche dell'edificio adibito a mensa scolastica. L'edificio si presenta particolarmente vetusto e gli ultimi interventi di riqualificazione hanno previsto la sostituzione del generatore a gasolio con una pompa di calore VRF con unità interne ad espansione diretta. L'occupazione dell'edificio è particolarmente frammentata e vede la presenza degli studenti nei giorni di lunedì, mercoledì e giovedì per l'ora di pranzo.

Infine, la Tabella 5.11 riporta le indicazioni tipologiche degli edifici del comune e dell'ufficio tecnico.

Tabella 5.8 Caratteristiche tipologiche, costruttive e di utilizzo dell'edificio scuola elementare

Scuola Elementare	Viale San Francesco di Paola – Soveria Mannelli
Caratteristiche funzionali S/V	0,4
Superficie lorda	869,78 m ²
Volume netto	2.691,27 m ³
Altezza netta	4 m
Involucro edilizio	Muratura in pietra naturale e cappotto interno di 3 cm in lana di roccia
Infissi e schermature	Infissi in alluminio con doppio vetro, avvolgibili in PVC
Sistema di emissione calore	Ventilconvettori da 2 a 5 kW termici
Generatore di calore	Caldaia a condensazione 77 KW
Produzione di ACS	n°3 Boiler elettrici
Carico termico invernale	75 kW
Sistema di illuminazione	Fluorescenti 18 W
Orario di occupazione	8:30 – 15 escluso il weekend
Orario funzionamento HVAC	7 - 15 escluso il weekend
N° di occupanti	120

Tabella 5.9 Caratteristiche tipologiche, costruttive e di utilizzo dell'edificio scuola media

Scuola media	Via Petramone - Soveria Mannelli
Caratteristiche funzionali S/V	0,5
Superficie lorda	883,24 m ²
Volume netto	2.647,27 m ³
Altezza netta	3,96 m
Involucro edilizio	Muratura in blocchi semipieni di laterizio
Infissi e schermature	Infissi in alluminio taglio termico con doppio vetro, avvolgibili in PVC
Sistema di emissione calore	Radiatori in ghisa
Generatore di calore	Caldaia a condensazione 105 kW
Produzione di ACS	n°1 Boiler elettrici
Carico termico invernale	101 kW
Sistema di illuminazione	Fluorescenti 18 W
Orario di occupazione	8:30 – 16 escluso il weekend
Orario funzionamento HVAC	7 - 16 escluso il weekend
N° di occupanti	70

Capitolo 5. Analisi dello stato di fatto energetico del territorio

Tabella 5.10 Caratteristiche tipologiche, costruttive e di utilizzo dell'edificio usato come mensa per la scuola media

Mensa scolastica Scuola media	Via Petramone - Soveria Mannelli
Caratteristiche funzionali S/V	0,72
Superficie lorda	333,79 m ²
Volume netto	998 m ³
Altezza netta	3,4 m
Involucro edilizio	Muratura in blocchi semipieni di laterizio
Infissi e schermature	Infissi in alluminio con doppio vetro, avvolsibili in PVC
Sistema di emissione calore	Unità interne ad espansione diretta
Generatore di calore	Pompa di calore 37,5 kW (VRF)
Produzione di ACS	-
Carico termico invernale	38 kW
Sistema di illuminazione	Fluorescenti 36 W
Orario di occupazione	Lun, Mer, Gio, 13 – 14
Orario funzionamento HVAC	Lun, Mer, Gio, 9 – 14
N° di occupanti	70

Tabella 5.11 Caratteristiche tipologiche, costruttive e di utilizzo degli edifici del comune e dell'ufficio tecnico

Comune e Ufficio tecnico	Largo Dr. Loiacono - Soveria Mannelli
Caratteristiche funzionali S/V	
Superficie lorda	675,4 m ² (comune), 356,7 m ² (ufficio tecnico)
Volume netto	1449,5 m ³ (comune), 690,7 m ³ (ufficio tecnico)
Altezza netta	3,05 m
Involucro edilizio	Muratura in pietra listata
Infissi e schermature	Infissi in legno e doppio vetro basso emissivo con argon
Sistema di emissione calore	Ventilconvettori da 2 a 5 kW termici
Generatore di calore	Impianto a pompa di calore geotermica 75,2 kW
Produzione di ACS	-
Carico termico invernale	85 kW
Sistema di illuminazione	Fluorescenti 36 W
Orario di occupazione	8 – 16 escluso il weekend
Orario funzionamento HVAC	8 – 16 escluso il weekend
N° di occupanti	15

Gli edifici sono stati modellati insieme in quanto condividono l'impianto di riscaldamento a pompa di calore geotermica. Il sistema di emissione, anche in questo caso è costituito da ventilconvettori e l'occupazione è costante. La muratura è in pietra listata senza alcun tipo di isolante, mentre gli infissi, di recente sostituzione, sono in legno con doppio vetro basso emissivo e argon. Vengono di seguito riportati i consumi stimati per ogni edificio considerato in relazione alle sole attrezzature di illuminazione, produzione di ACS e legate alle attività svolte nelle strutture, al fine di quantificare, in via preliminare, il fabbisogno della Comunità stessa.

Per quanto riguarda la definizione di ogni contributo, si sono fatte delle stime quanto più dettagliate possibili. Per il contributo legato all'illuminazione, per ogni edificio è stato considerato il numero di lampade, la tipologia e la potenza. L'orario di accensione è stato

stimato essere uguale alle ore di occupazione, come anche per le Lavagne Interattive Multimediali. Conteggio simile è stato fatto per i computer, ipotizzando la totalità dei computer presenti accesi nelle ore definite dalle scuole per questo tipo di attività. Diversamente, per il comune e l'ufficio tecnico i computer sono stati considerati accesi per la totalità delle ore di occupazione.

Infine, il contributo più gravoso da considerare è stato quello legato alla produzione di acqua calda sanitaria. Da fonti di letteratura, uno scaldacqua elettrico da 80 l e potenza di 1,2 kW, consuma in media 2-3 kWh in un giorno. Per riscaldarsi totalmente impiega in media 1,40 h. La valutazione di un profilo orario non è però facilmente valutabile in quanto entra in gioco anche l'utilizzo che si fa dell'acqua calda, del tempo di utilizzo e della frequenza durante la giornata, oltre alle dispersioni dello stesso accumulo che dipendono dal materiale di cui sono costituiti e dall'ambiente in cui sono collocati. Per questo motivo, è stato ipotizzato un'attivazione per un'ora tre volte al giorno, considerando i momenti della giornata della metà mattina, prima di pranzo e dopo pranzo. Si rimanda alle misurazioni di cui si parlerà nel seguito, sulla possibilità di individuare un pattern nell'attivazione di questi elettrodomestici.

Nella definizione di una settimana tipo, non sono stati considerati carichi nel fine settimana (sabato e domenica). Un altro parametro non considerato sono quei carichi di stand-by e costanti presenti anche la notte, ma la valutazione di questi parametri risulta essere estremamente difficile.

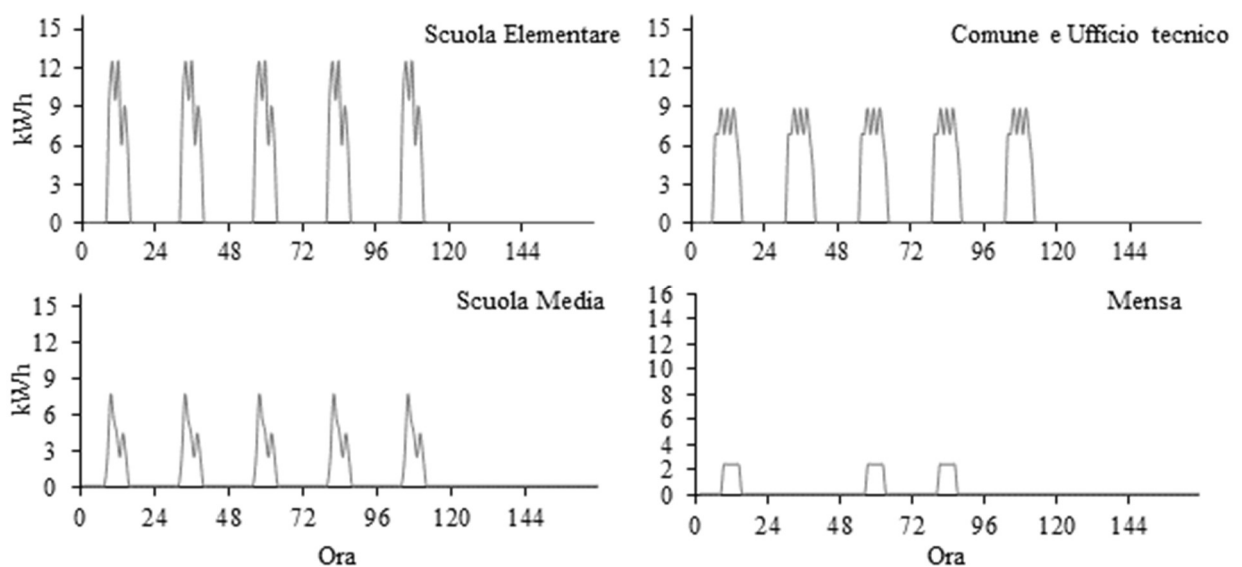


Figura 5.20 Profili orari dei consumi [kWh] settimanali ipotizzati

In Figura 5.20 sono riportati i profili orari settimanali ipotizzati secondo quanto prima descritto. Si può notare come i fabbisogni massimi sono richiesti dalla scuola elementare, con picchi anche di 13 kWh, seguita da comune e ufficio tecnico con quasi 9 kWh.

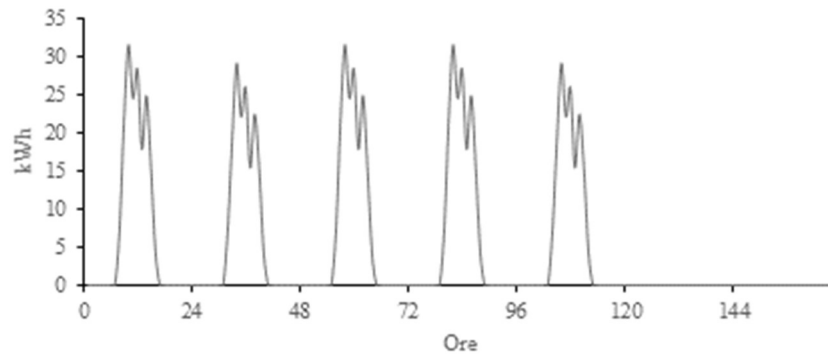


Figura 5.21 Profilo orario dei consumi [kWh] settimanale totale ipotizzato

Il minor assorbimento risulta essere quello della mensa in quanto è presente solo l'illuminazione e non vi è neanche la presenza di frigoriferi o forni in quanto i pasti sono portati dall'esterno.

In Figura 5.21 è riportata invece la curva totale di tutti i carichi. Complessivamente per gli edifici è previsto un assorbimento di 31,6 kW di picco.

5.4.1 I profili orari per i sistemi HVAC

Oltre ai fabbisogni elettrici legati ad attrezzatura di base, si è analizzato lo scenario che prevede la sostituzione dei generatori a metano con pompe di calore, con l'obiettivo di rendere gli edifici completamente indipendenti dal gas naturale al fine di ottimizzare l'uso dell'energia prodotta e condivisa all'interno della comunità energetica. Sono stati quindi valutati i fabbisogni elettrici legati alla climatizzazione invernale, ed in seguito inclusi nella giornata tipo, tenendo conto delle pratiche abituali degli occupanti e delle caratteristiche degli edifici stessi.

Gli edifici modellati sono gli stessi per i quali nel Paragrafo precedente sono stati analizzati i profili energetici da un punto di vista delle attrezzature. I profili orari che descrivono il funzionamento delle varie attrezzature (*schedule* giornaliera) sono state realizzate attraverso le indicazioni riportate nelle Tabella 5.8,

Tabella 5.9, Tabella 5.10 e Tabella 5.11 e con l'approccio metodologico riportato nel paragrafo 4.1.

Il sistema impiantistico è stato modellato attenendosi ai cinque sottosistemi impiantistici definiti dalla norma UNI EN ISO 11300-1 di emissione, regolazione, distribuzione, accumulo e produzione. Nel caso in analisi, trattandosi di edifici esistenti, per tutti i sottosistemi impiantistici sono stati modellati con l'approccio tabellare di Termolog che ricalca la valutazione di tipo A1/A2 definita nella norma UNI EN ISO 11300-1.

Il sottosistema di accumulo non è presente in nessun degli edifici analizzati. Per quanto riguarda i sottosistemi di emissione sono stati modellati rispondenti a quelli realmente presenti e sono quindi diversi. Possiamo trovare unità ad espansione diretta per la mensa in cui vi è un sistema VRF, convettori per la scuola elementare, il comune e l'ufficio tecnico ed infine radiatori per la scuola media. Per quanto riguarda il sottosistema di regolazione, alcuni edifici presentano sia una regolazione ambiente con valvole termostatiche che climatica al generatore con un'efficienza η_{rg} pari a 0,97, in altri è stata modellata una regolazione di zona e climatica con η_{rg} pari a 0,96.

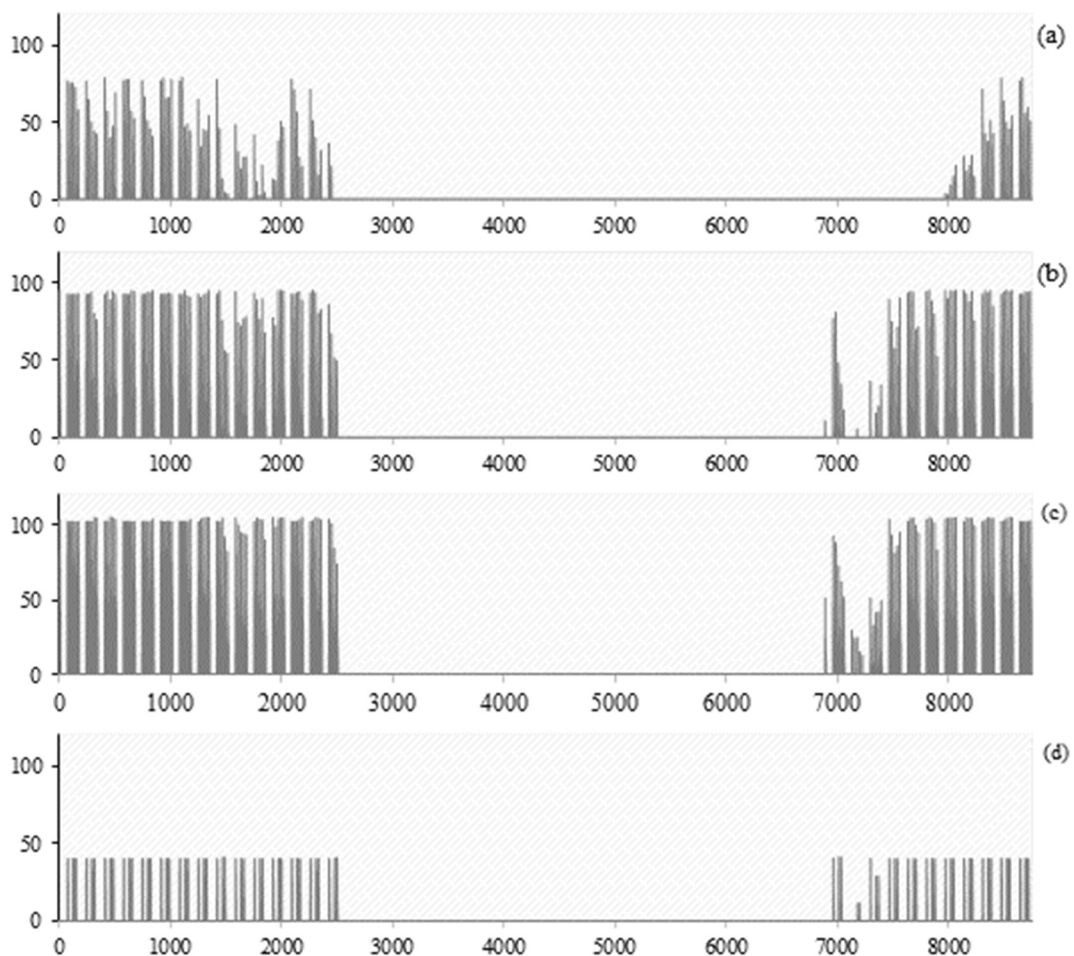


Figura 5.22 Carichi termici orari [kW] della scuola elementare (a), della scuola media (b), dell'ufficio tecnico e comune (c) e della mensa scolastica (d)

Per quanto riguarda il sistema di distribuzione, è stato assegnato un valore di efficienza η_d pari a 0,94, relativamente ad impianti autonomi e isolamento con spessori conformi alle prescrizioni del DPR 412/93. In Figura 5.22 sono riportate le curve orarie annuali dei carichi termici, degli edifici oggetto di analisi, individuate tramite simulazione dinamica. Gli edifici casa comunale ed ufficio tecnico sono quelli che presentano una potenza termica maggiore, con picchi fino a 102 kW per un totale di 66.415 kWh annui. L'edificio della mensa è quello che presenta le potenze in gioco minori, con picchi di 40 kW per un totale annuo di energia termica pari a 14.328 kWh.

Dopo la valutazione dei requisiti termici sono state scelte pompe di calore commerciali aria-acqua per ogni edificio analizzato. In particolare, la curva caratteristica della pompa di calore è stata tracciata per una temperatura di mandata di 45 °C identificandone la linea di tendenza. Attraverso l'equazione della linea di tendenza, è stato poi calcolato il COP rispetto alla temperatura dell'aria esterna ora per ora. Infine, avendo a disposizione il COP e il fabbisogno termico, è stato valutato il fabbisogno elettrico ora per ora.

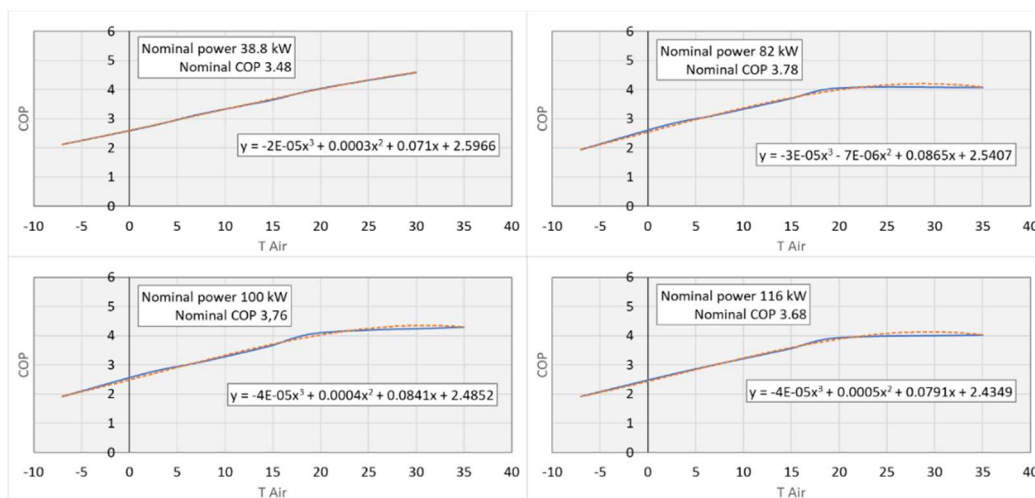


Figura 5.23 Curve caratteristiche del COP in funzione della temperatura dell'aria esterna con mandata a 45°C

La Figura 5.24 mostra il fabbisogno totale di elettricità per ogni edificio. Il fabbisogno comprende il riscaldamento, l'illuminazione e le apparecchiature. Si può notare che in ognuno dei quattro grafici la domanda maggiore si verifica in inverno, a causa dell'assorbimento elettrico dei sistemi di riscaldamento a pompa di calore ipotizzati. In primavera, la domanda è molto bassa e si aggira intorno ai 25 kWh totali per tutti gli edifici analizzati. Inoltre, la mensa ha un evidente fabbisogno intermittente, in quanto l'edificio viene utilizzato solo per poche ore alla settimana e solo in alcuni giorni. La discontinuità

produce un'elevata potenza di riscaldamento, che non sarebbe necessaria se il sistema fosse mantenuto in modalità di attenuazione. Anche gli altri edifici presentano un problema simile, ma solo dopo il fine settimana, poiché i locali sono abitati per il resto dei giorni.

Le analisi effettuate finora hanno costituito un valido strumento per le prime analisi e simulazioni di comunità energetica, in attesa che si riuscissero ad ottenere dei profili misurati più attendibili.

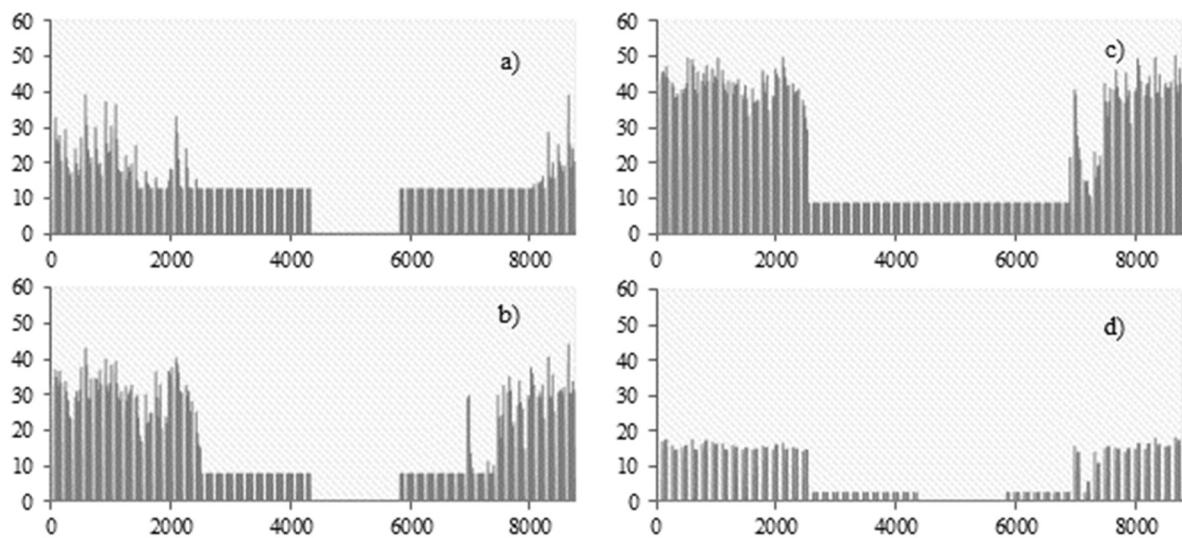


Figura 5.24 Fabbisogni elettrici totali orari[kWh] della scuola elementare (a), della scuola media (b), dell'ufficio tecnico e comune (c) e della mensa scolastica (d) per illuminazione, attrezzature e riscaldamento con pompa di calore

5.4.2 I contatori di energia per la definizione di reali curve di carico

La difficoltà di monitorare i consumi energetici da parte della pubblica amministrazione, si traduce nella difficoltà di avere contezza delle criticità che richiedono attenzioni. Subentra poi la difficoltà di reperire fondi da applicare per questo scopo. Ne consegue quindi una difficile gestione del patrimonio pubblico. Le forti pressioni per tagliare i costi pubblici inducono tuttavia ad individuare ogni possibile margine di risparmio e ad ottimizzazione i processi, rendendo insostenibili gli sprechi di energia. Il tema dell'efficienza energetica diventa quindi per le pubbliche amministrazioni di primaria importanza, sviluppando un atteggiamento sempre più attento alle questioni energetiche. Riduzione dei consumi energetici e dei costi di gestione si riconduce inevitabilmente anche alla riduzione delle emissioni di CO₂ e degli inquinanti, con il conseguente miglioramento della qualità dell'aria indoor e outdoor.

Per il monitoraggio sono stati utilizzati i misuratori di corrente già presentati e discussi nel Paragrafo 4.2.1.

In Figura 5.25 viene mostrata l'installazione dei misuratori di corrente ai boiler per la produzione di ACS. In Figura 5.26 è possibile vedere l'involucro di protezione realizzato per i misuratori. Tutti i misuratori, monofase o trifase che siano, necessitano di alimentazione. Con il sistema in figura è stato possibile alimentare l'elettrodomestico e la sonda sulla stessa presa di corrente. Ha permesso inoltre di creare un sistema sicuro vista la sua installazione in locali occupati, proteggendo tutti i componenti in una cassetta di derivazione IP55 di dimensioni 150x110x70. All'interno delle cassette sono stati alloggiati i sensori e collegati al cavo di alimentazione, è stata inoltre collocata la pinza amperometrica alla fase di alimentazione dell'elettrodomestico. In Figura 5.27 viene mostrata l'installazione del misuratore su un contatore trifase.



Figura 5.25 Installazione Shelly EM ai boiler per la produzione di ACS



Figura 5.26 Sistema di protezione e alimentazione realizzato per i misuratori



Figura 5.27 Installazione meter trifase sul contatore della scuola elementare

Anche in questo caso la sonda è alimentata e collegata alle fasi e al neutro del contatore stesso, ad ogni fase è poi collegata una pinza amperometrica. Vengono di seguito riportate alcune analisi fatte sui dati collezionati dal 1° gennaio 2024 al 30 aprile 2024. L'installazione non è avvenuta contemporaneamente per tutti gli strumenti per motivi tecno-economici quindi si cercherà di mostrare quanto più possibile dati a confronto per il periodo disponibile.

In Figura 5.28 vengono riportati i consumi aggregati in settimana per i primi quattro mesi dell'anno 2024 riguardanti la scuola elementare. La prima settimana è stata esclusa in quanto il monitoraggio è iniziato il giovedì e i dati non avrebbero dato informazioni paragonabili alle successive settimane. La seconda settimana dell'anno 2024 coincide con la riapertura delle attività scolastiche dopo la chiusura natalizia. L'influenza della produzione di ACS totale ha un peso sul totale del 12% settimanale di cui il 7% legato agli usi dei bagni e il 5% per la cucina. La media di consumo settimanale è in totale di 500 kWh circa, di cui all'incirca 60 kWh legato alla produzione di ACS. La variazione tra una settimana e un'altra è compresa tra il 3% e il 6% nella maggior parte dei casi.

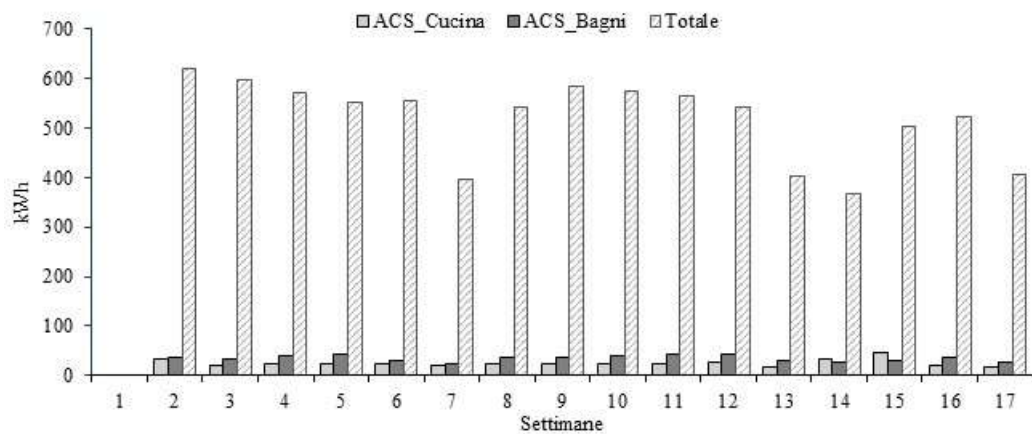


Figura 5.28 Consumi [kWh] scuola elementare prime 17 settimane dell'anno 2024

Per quanto riguarda invece il comune, i contributi misurati legati ai consumi sono essenzialmente due: quelli legati ai server e quelli legati agli usi generali degli uffici. In Figura 5.29 vengono riportati questi due contributi e la loro somma.

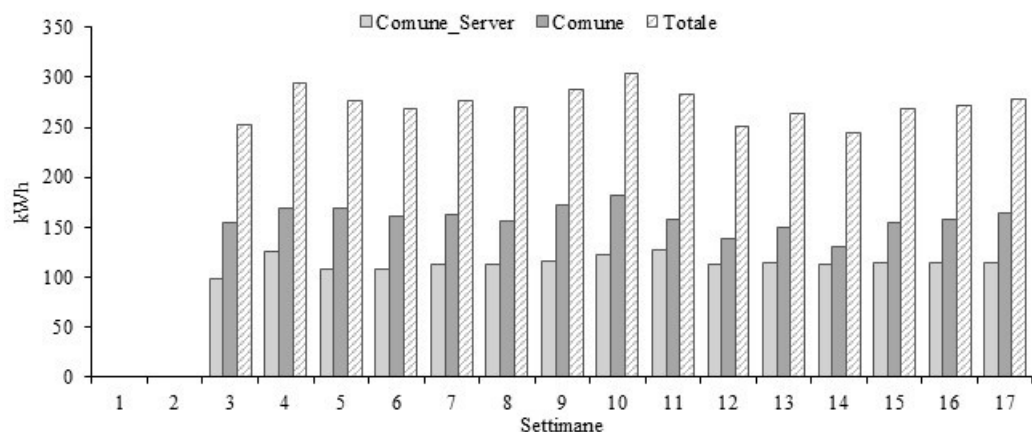


Figura 5.29 Consumi [kWh] Comune prime 17 settimane dell'anno 2024

La variazione settimanale dei consumi degli uffici del comune varia tra il 6% e il 10% con un massimo di 304 kWh, un minimo di 243 kWh e una media di 273 kWh settimanali sulle diciassette in analisi. Anche i consumi legati all'utilizzo dei server risulta estremamente costante, con una media di 114 kWh, un massimo di 126 kWh e un minimo di 107 kWh settimanali. La variazione settimanale registrata varia tra lo 0% e il 10%. In Figura 5.30 viene riportato il consumo giornaliero per le quattro settimane che vanno dal 25/03/2024 al 28/04/2024. È possibile notare come la variazione risulti essere di un massimo di 200 W costante su tutti i giorni.

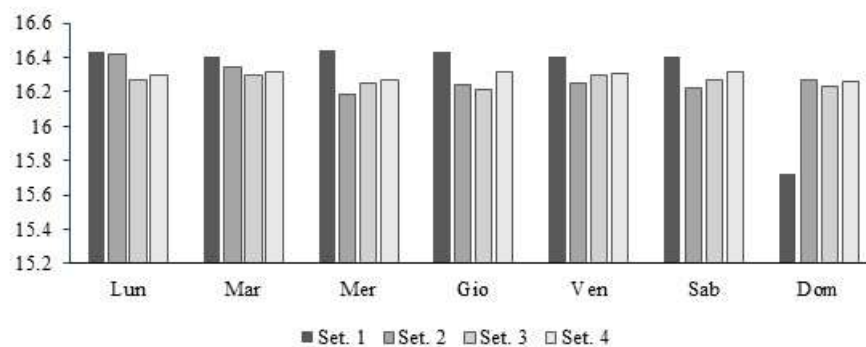


Figura 5.30 Consumo [kWh] giornaliero dei server nel periodo dal 25/03/2024 al 28/04/2024

In Figura 5.31 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono riportati i consumi settimanali nel periodo dal 25/03/2024 al 28/04/2024 e in che percentuale influiscano sul totale misurato. Gli assorbimenti maggiori settimanali si registrano per la scuola elementare con valori compresi tra i 400 kWh e i 520 kWh, per una percentuale media settimanale del 45%.

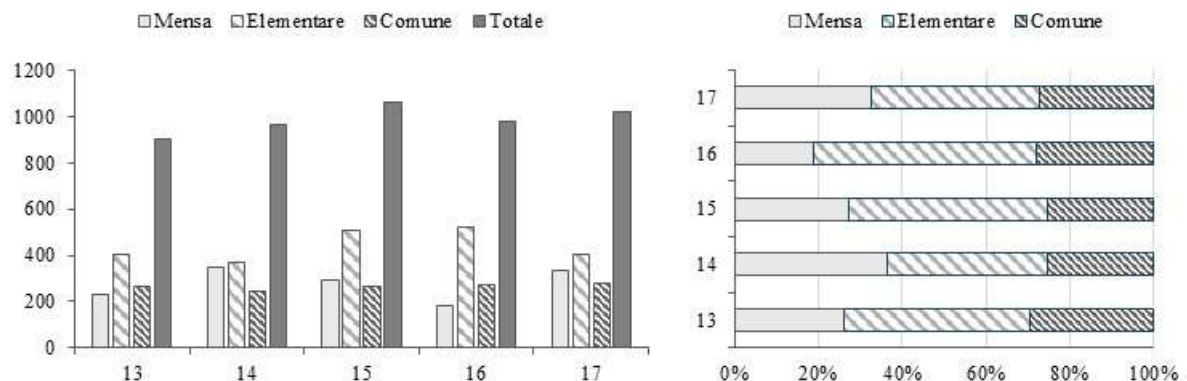


Figura 5.31 Analisi settimanale dei consumi dal 25/03/2024 al 28/04/2024

Capitolo 5. Analisi dello stato di fatto energetico del territorio

La contingentata occupazione settimanale della mensa, e le poche ore di funzionamento, fanno sì che l'edificio riporti i consumi minori nonostante la climatizzazione avvenga con pompa di calore VRF.

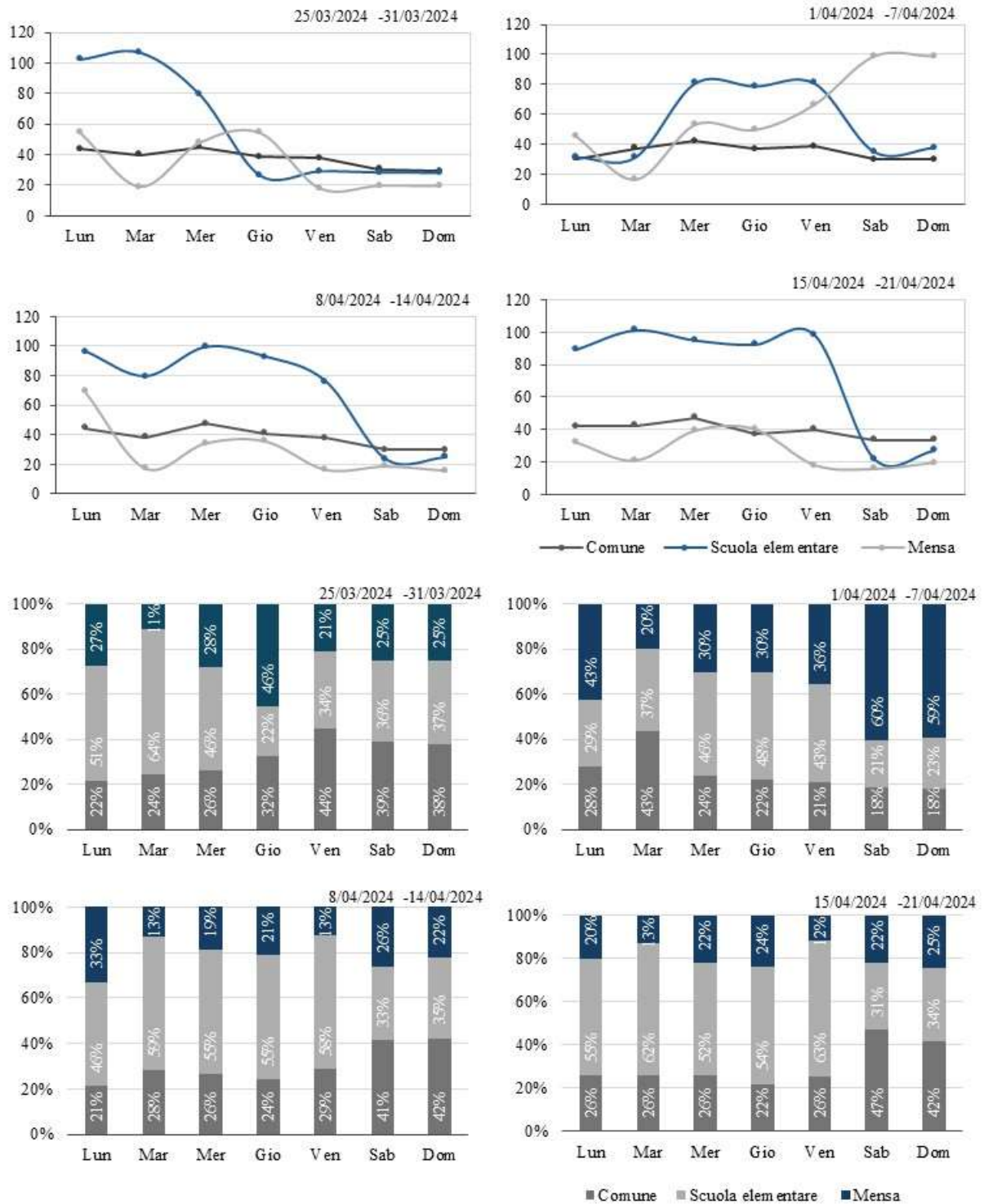


Figura 5.32 Consumo [kWh] giornaliero dei tre edifici considerati e variazione percentuale giornaliera nel periodo dal 25/03/2024 al 28/04/2024

Con una media di 278 kWh mensili, influisce in media sui consumi totali del 28%, percentuale simile di quella riscontrabile nei consumi dell'edificio comunale.

In Figura 5.32 sono riportati i consumi giornalieri dei tre edifici considerati e la variazione percentuale nel periodo dal 25/03/2024 al 28/04/2024. La prima, la terza e la quarta settimana, presentano un andamento molto simile. La seconda settimana presenta dei consumi bassi in maniera anomala nei giorni di lunedì e martedì della scuola elementare. Quest'ultima presenta valori che si aggirano intorno ai 100 kWh giornalieri, che nella settimana dal 1° al 7 aprile scendono a circa 30 kWh.

Come dalle analisi precedenti il consumo legato all'edificio del comune, risulta costante nei giorni della settimana mantenendosi intorno ai 40 kWh, con un lieve decremento nel fine settimana.

Per quanto riguarda invece la mensa, si registrano picchi nei giorni di lunedì, mercoledì e giovedì, come l'utilizzo della struttura suggerisce. Anche in questo caso, nella seconda settimana si presentano delle anomalie che mostrano un elevato consumo nel weekend. I picchi che si registrano nei giorni di occupazione variano di settimana in settimana. Questo è legato alla parzializzazione della pompa di calore principalmente in relazione alle condizioni climatiche.

In Figura 5.33 sono riportate i profili orari ricostruiti sulle misure effettuate per ogni edificio monitorato. Si può notare come dai reali dati d'uso degli edifici, la scuola elementare risulta essere il più energivoro tra quelli analizzati.

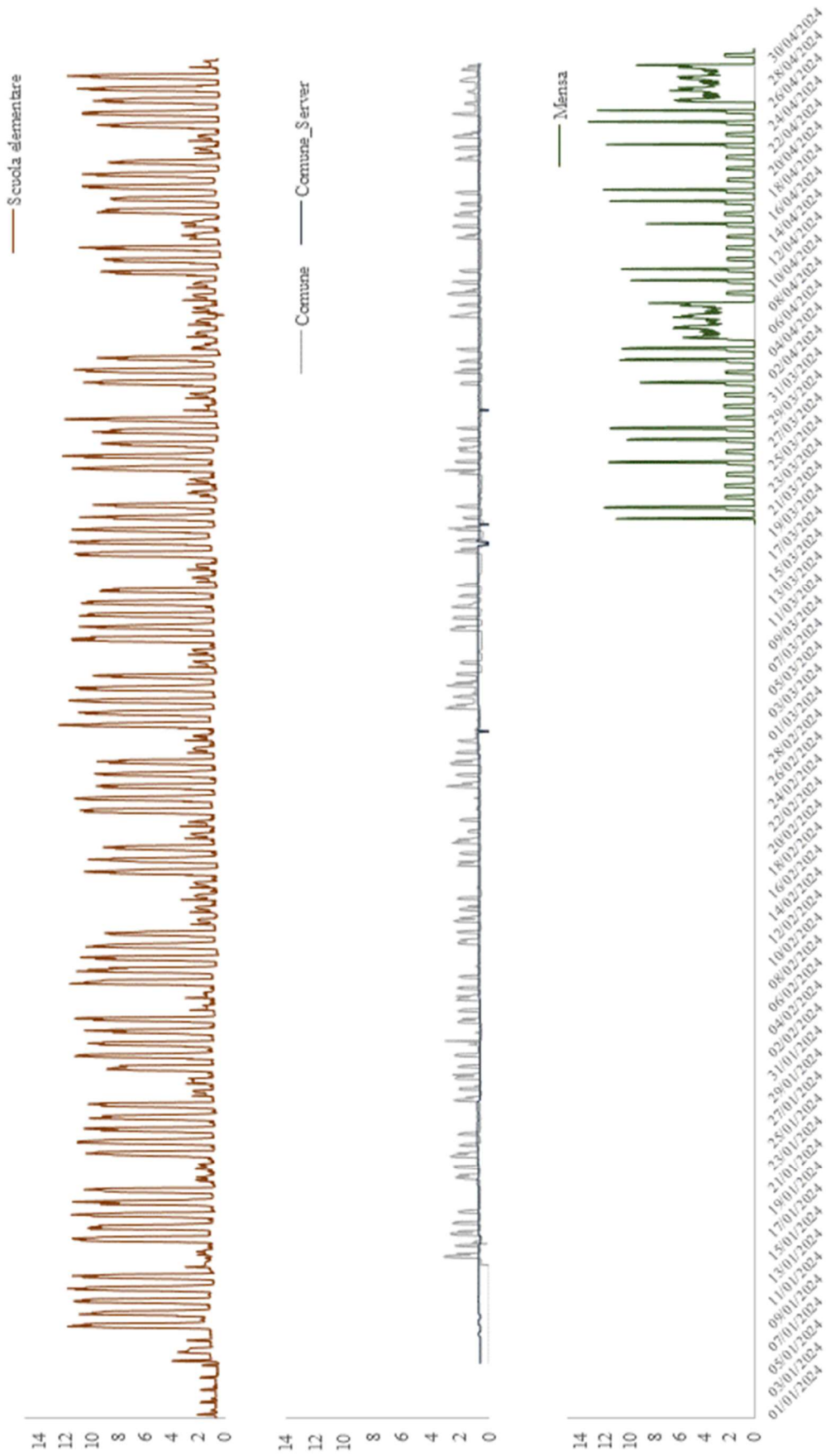


Figura 5.33 Profili orari misurati [kW]

Capitolo 6

La biomassa locale per la CER

Le Comunità di energia rinnovabile permettono la condivisione di elettricità, ma quando si prevede un impianto a biomassa è possibile operare in assetto cogenerativo e condividere anche energia termica. I consumi di biomasse nei paesi non industrializzati sono prevalentemente legati agli usi tradizionali della cottura dei cibi e del riscaldamento domestico per combustione diretta. Gli utilizzi più avanzati delle biomasse, in particolare per la produzione di energia elettrica in impianti centralizzati di teleriscaldamento o cogenerazione, sono appannaggio dei paesi industrializzati. Gli impianti cogenerativi condivisi potrebbero però essere il modo più efficiente per utilizzare la biomassa locale, generando allo stesso tempo benefici al territorio attraverso l'attivazione della filiera del legno. Questo studio esamina il potenziale della biomassa nell'area montana italiana di Soveria Mannelli, concentrandosi sulla conversione di diversi materiali legnosi ed erbacei in Syngas.

6.1 Background

Nel contesto attuale del panorama energetico, caratterizzato da un aumento del consumo di energia e dalla diminuzione delle risorse di combustibili fossili, c'è una crescente enfasi sulle fonti di energia rinnovabile (FER) per la generazione di elettricità. Tra le alternative più promettenti si distingue la biomassa. Come altre fonti di energia rinnovabile, l'energia dalla biomassa contribuisce a mitigare il cambiamento climatico in quanto considerata a ciclo CO₂ neutro poiché quella emessa durante la combustione è equivalente alla CO₂ precedentemente assorbita dalle piante durante il loro ciclo di vita. In uno studio condotto da Narnaware et al. [94], sono state riportate le massime emissioni nei diversi metodi di generazione e, analizzando il quadro politico e le diverse barriere al suo utilizzo, si conferma la necessità di una politica di regolamentazione dei prezzi della biomassa e dell'approvvigionamento sostenibile. La gestione deve inoltre prevedere la partecipazione delle comunità locali e degli enti governativi che deve essere incoraggiata in quanto svolgono un ruolo cruciale nel successo dei progetti bioenergetici.

Le emissioni di CO₂ e CO, tuttavia, dipendono da fattori come la qualità del gas prodotto, l'efficienza del motore e l'output elettrico. Questi fattori sono fortemente correlati all'efficienza termica e al carico del sistema. A volte, la gassificazione, rispetto alla combustione e alla piro-distillazione, offre risultati più sostenibili. Nonostante l'efficienza della gassificazione sia spesso intorno al 60-70%, consente comunque l'utilizzo di risorse locali e produce minori emissioni di gas serra e altri inquinanti rispetto alla combustione [95] [96]. Una vasta gamma di materie prime di biomassa può essere utilizzata per la gassificazione, compresi legno, scarti agricoli e persino componenti organici [97] o rifiuti solidi urbani [98] [99].

Una buona pratica nei processi di gassificazione della biomassa è il recupero del calore dai gas di scarico che, combinando generazione simultanea di elettricità, calore e raffreddamento (CCHP) [100], permettono di ottenere la massima efficienza energetica.

Inoltre, per preservare l'ambiente, la decisione dell'utilizzo di biomassa agroforestale locale per la cogenerazione, svolge un ruolo cruciale durante la fase di pianificazione pre-progetto e influenza i benefici economici del progetto. Wu et al. [101] hanno condotto un'analisi dei fattori che influenzano la decisione sulla localizzazione dei punti di prelievo e di trasformazione, con un focus sulla valutazione dei bisogni sociali,

dell'approvvigionamento delle risorse, delle considerazioni economiche e della conservazione dell'ambiente, come anche ribadito da Dessie et al. [102].

In questo contesto anche la gassificazione della biomassa di scarto sta ricevendo considerevole attenzione. Safarian et al. [103] hanno suggerito la gassificazione dei rifiuti come soluzione sostenibile per lo smaltimento dei rifiuti in Islanda. Hanno sviluppato un modello di simulazione integrato con produzione combinata di calore ed energia (CHP), dimostrando che legno e scarti di legno sono i più vantaggiosi in termini di prestazioni e considerazioni ambientali.

Un altro aspetto molto discusso è l'utilizzo della biomassa derivata da residui agricoli. Ad esempio, l'economia dell'India dipende pesantemente dall'agricoltura, che costituisce anche una fonte significativa di occupazione nel paese. Di conseguenza, l'India genera annualmente una quantità sostanziale di residui agricoli, presentando un'opportunità potenziale per la generazione di bioenergia. Il potenziale di bioenergia stimato dai residui agricoli in India ammonta a 4,88 EJ, equivalente a circa il 12,67% dell'energia primaria consumata durante il periodo 2017-18 [104].

Diversi sono quindi gli studi in letteratura in cui viene sottolineata l'importanza della biomassa in tutte le sue forme e in tutti i suoi possibili processi di trasformazione e di valorizzazione sociale dei territori. In questo studio si vuole estendere ed amplificare questi benefici coniugandoli con quelli legati alle comunità di energia rinnovabili.

Di seguito vengono riportati i risultati condotti e pubblicati nell'articolo "Biomass as a carbon neutral fuel for the energy transition: a case study on the gasification potential related to a REC planned for a mountain city", presentato al 78° congresso Nazionale ATI [105].

6.2 Classificazione e analisi della biomassa del Reventino

Nel contesto di questa ricerca dottorale, ci si è proposti di esaminare come valorizzare le risorse rinnovabili locali attraverso l'implementazione di una catena energetica forestale, ponendo particolare attenzione agli obiettivi di sviluppo sostenibile ed economia circolare. Nell'ottica di promuovere lo sviluppo di una filiera bosco-energia definita corta, oltre che il territorio di Soveria Mannelli, sono stati considerati come limitrofi i comuni che rientrano nel raggio di 20 km da essa, e attraversati dalla tratta ferroviaria, quali:

Bianchi (3,5 Km), Colosimi (4,4 Km), Pedivigliano (5,6 Km), Scigliano (6,6 Km), Panettieri (7 Km), Carpanzano (8,7 Km), Parenti (9,3 Km), Marzi (10,6 Km), Rogliano (10,9 Km), Santo Stefano di Rogliano (12,6 Km), Mangone (13,3 Km), Cellara (14,9 Km), Figline

Vegliaturo (15,7 Km), Piane Crati (16,6 Km), Decollatura (5 Km), Carlopoli (7,3 Km), S. Pietro Apostolo (11,3 Km), Cicala (11,7 Km), Gimigliano (17,1 Km).

A questo proposito, aspetto innovativo della ricerca vuole essere l'utilizzo della rete ferroviaria dismessa presente nel territorio del comune, che potrebbe essere riqualificata e impiegata come sistema di trasporto della biomassa. Questo elemento aggiuntivo potrebbe contribuire significativamente alla logistica e alla gestione delle risorse forestali di tutto il territorio del Reventino.

In questo paragrafo si riporta l'analisi dei tipi di vegetazione presenti nel territorio preso in esame, al fine di identificare le opportunità e le sfide legate alla gestione della biomassa vegetale con riferimento all'approccio metodologico riportato nel Paragrafo 4.3.

La Tabella 6.1 presenta una valutazione delle varie aree boschive presenti nel territorio comunale così come nei comuni circostanti. La presenza più elevata registrata è quella delle foreste a latifoglie, che coprono circa 700 ha, seguite dalle aree a vegetazione arborea e arbustiva in evoluzione con 260 ha circa. In particolare, il territorio presenta una vegetazione forestale composta principalmente da querce, faggi e castagni.

Tabella 6.1 Indicazione della tipologia di biomassa forestale presente nel comune di Soveria Mannelli sulla base dei dati ricavati dalle Carte dell'Uso del suolo

Classe CLC	Soveria Mannelli [ha]	Comuni limitrofi [ha]
Aree a vegetazione arborea e arbustiva in evoluzione	256,62	3.246,95
Aree a vegetazione sclerofilla	0,00	0,00
Aree con vegetazione rada	0,00	99,64
Boschi di conifere	48,03	3.492,33
Boschi di latifoglie	708,99	2.639,81
Boschi misti	21,38	3.762,26
Cespuglieti e arbusteti	38,35	1.562,27
Aree verdi urbane	9,51	77,46

Il periodo di tempo tra due potature successive, noto come "turno", varia a seconda di diversi fattori. Sulla base di quanto già esposto, è stato ipotizzato un turno di 80 anni per le fustaie (boschi misti di conifere e latifoglie) e uno di 15 anni per i cedui (boschi di latifoglie). Per le tipologie di biomassa non rientrante nelle suddette categorie è stata ipotizzata una turnazione pari a 5 anni, considerando prelevabile, a vantaggio di sicurezza, il 15% di quella presente [76].

Tabella 6.2 Quantificazione della superficie di terreno da cui è possibile raccogliere biomassa forestale in un anno

Turni di raccolta [anni]	% Prelevabile	Classi CLC	Soveria Mannelli [ha]	Comuni limitrofi [ha]
5	15	Aree a vegetazione arborea e arbustiva in evoluzione	7,70	97,41
5	15	Aree a vegetazione sclerofilla	0,00	0,00
5	15	Aree con vegetazione rada	0,00	2,99
80	15	Boschi di conifere	0,09	6,55
15	20	Boschi di latifoglie	18,91	70,39
80	15	Boschi misti	0,04	7,05
5	15	Cespuglieti e arbusteti	1,15	46,87
5	15	Aree verdi urbane	0,29	2,32
Totale			28,17	233,59

Considerando l'estensione spaziale di ciascun tipo e i limiti di estrazione stabiliti dalle normative attuali, insieme al turno di riferimento, viene mostrata nella Tabella 6.2 l'estensione della foresta da cui può essere prelevata la biomassa forestale residua utilizzabile a fini energetici. Si tratta di circa 28 ettari all'anno per il comune di Soveria Mannelli e di 233 ettari all'anno per tutti gli altri comuni circostanti.

La Tabella 6.3 fornisce i valori in [10^2 kg/ha], che, moltiplicati per gli ettari di vegetazione considerati, come mostrato nella Tabella 6.2, consentono di determinare la quantità di biomassa legnosa.

In totale, è stimata una quantità di circa 14.317 tonnellate metriche di biomassa utilizzabile per fini energetici, di cui circa 1.800 tonnellate metriche possono essere reperite dal comune di Soveria Mannelli.

Tabella 6.3 Quantificazione della quantità potenziale di biomassa forestale che può essere raccolta in modo sostenibile entro un anno

h_{media} [m]	Classi CLC	Resa [q/ha]	Soveria Mannelli [t]	Comuni limitrofi [t]
5	Aree a vegetazione arborea e arbustiva in evoluzione	300	230,96	2.922,25
5	Aree a vegetazione sclerofilla	300	0,00	0,00
3	Aree con vegetazione rada	100	0,00	29,89
20	Boschi di conifere	1.800	16,21	1.178,66
10	Boschi di latifoglie	800	1.512,52	5.631,60
20	Boschi misti	1.800	7,22	1.269,76
5	Cespuglieti e arbusteti	300	34,51	1.406,04
5	Aree verdi urbane	300	8,56	69,72
Totale		5700,00	1809,97	12507,92

Come nel caso della biomassa forestale, anche la biomassa agricola è principalmente costituita da residui delle operazioni di potatura. Anche qui, l'analisi non è semplice a causa delle differenze nella resa, nel tipo di biomassa, nel contenuto di umidità e nella variazione quantitativa nel tempo.

Una condizione necessaria ma non sufficiente per stimare la quantità disponibile per scopi energetici è la conoscenza e la quantificazione dei tipi di coltivazioni presenti nell'area. Anche qui, la stima approssimativa è stata effettuata utilizzando le mappe di uso del suolo di secondo livello CORINE Land Cover (CLC) delle autorità locali.

Rientrano in questa categoria:

- Terreni coltivabili, divisi in aree irrigate e non irrigate;
- Colture permanenti come vigneti, agrumeti, uliveti, frutteti e frutti minori, e arboricoltura boschiva;
- Aree agricole eterogenee, riguardanti colture temporanee associate a colture permanenti, sistemi colturali complessi e appezzamenti, aree occupate predominantemente da colture agricole con la presenza di importanti spazi naturali, aree agroforestali, agrumeti misti, uliveti misti e vigneti misti.

La Tabella 6.4 mostra l'estensione territoriale di ciascuna area agricola all'interno del comune e dei comuni circostanti presi in considerazione.

Tabella 6.4 Indicazione della tipologia di biomassa agricola presente nel comune di Soveria Mannelli sulla base dei dati ricavati dalle Carte dell'Uso del suolo

Classi CLC	Soveria Mannelli [ha]	Comuni limitrofi [ha]
Arboricoltura da legno	10,89	55,91
Aree agroforestali	0,00	4,28
Aree prevalentemente occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali	30,85	729,57
Colture temporanee associate a colture permanenti	0,00	102,74
Frutteti e frutti minori	8,32	42,58
Oliveti	0,50	807,03
Oliveti misti vigneti	0,00	19,86
Seminativi in aree irrigue	620,68	2.079,04
Seminativi in aree non irrigue	169,15	1.191,73
Sistemi colturali e particellari complessi	9,82	244,89
Vigneti	4,88	47,39

Nel caso della biomassa agricola, poiché non ci sono regolamentazioni in materia, sono stati utilizzati i dati forniti da CESTAAT e SESIRCA [77]. Questi dati mostrano i residui prodotti ogni anno espressi in tonnellate per ettaro per l'Italia settentrionale, centrale e meridionale. La seconda colonna della Tabella 6.5 riporta i dati inerenti alle aree meridionali.

Tabella 6.5 Biomassa agricola potenzialmente prelevabile

Classi CLC	Residui annui [t/ha]	Soveria Mannelli [t]	Comuni limitrofi [t]
Agrumeti	1,80	0,00	1,72
Frutteti e frutti minori	2,20	18,31	93,67
Oliveti	1,70	0,85	1.371,96
Oliveti misti agrumeti	1,75	0,00	0,00
Oliveti misti vigneti	2,30	0,00	45,68
Vigneti	2,90	14,16	137,44
Totale	12,65	33,32	1.650,47

Le coltivazioni identificate nell'area di Soveria Mannelli sono frutteti (mele e pere), e vigneti. Per le tipologie per le quali il parametro di resa non è noto, si è ipotizzato un mantenimento quinquennale per le coltivazioni arboree che produce un massimo del 10%, mentre per le aree coltivate ed erbacee è stata considerata una percentuale del 5% con rotazione annuale, per un totale di 19,6 t nel comune di Soveria Mannelli e 541,73 t nei comuni limitrofi.

Tabella 6.6 Indicazione resa e tonnellata di legna relativa alla biomassa agricola

h_{media} [m]	Turni di raccolta [anni]	% Prelevabile	Classi CLC	Resa [q/ha]	Soveria Mannelli [t]	Comuni limitrofi [t]
8	5	15	Arboricoltura da legno	600,00	19,60	503,20
8	5	15	Aree agroforestali	600,00	0,00	38,52
2	1	5	Colture agrarie con spazi naturali	0	0,00	0,00
2	1	5	Colture temporanee e permanenti	0	0,00	0,00
2	1	5	Seminativi in aree irrigue	0	0,00	0,00
2	1	5	Seminativi in aree non irrigue	0	0,00	0,00
2	1	5	Sistemi colturali e particellari complessi	0	0,00	0,00
Totale				1.200,00	19,60	541,73

Le coltivazioni energetiche dedicate comprendono invece, sia colture erbacee che arboree coltivate specificatamente per la produzione di energia e calore, rivitalizzando aree inutilizzate e fornendo benefici ambientali, economici e sociali.

Qualsiasi specie vegetale può essere utilizzata come coltura energetica, ma sono preferite quelle con crescita rapida per massimizzare la produzione di biomassa in un periodo di tempo più breve. A seconda della durata dei cicli di rinnovazione, possono essere distinte due categorie: il bosco ceduo a rotazione rapida (short rotation coppice SRC) [106] con cicli molto brevi di 1-5 anni, e il bosco di cedui da biomassa (Short rotation forestry SRF) [107] con cicli relativamente lunghi di 5-8 anni. Queste colture producono in media rispettivamente 10-20 t/ha/anno e 20-22 t/ha/anno di biomassa secca. Le specie comunemente utilizzate includono pioppo, robinia pseudoacacia, frassino ossifilo, olmo campestre e olmo di Siberia.

Considerando il terreno e il clima di Soveria Mannelli, si ritengono adatti pioppi e ontani come colture preferite. I pioppi mostrano una crescita rapida, raggiungendo altezze di 15-30 metri, e si adattano bene a vari climi e suoli senza richiedere cure impegnative. Sono tipicamente raccolti su base annuale, biennale o triennale, con cicli di taglio che durano in media 15 anni. La resa di biomassa dei pioppi varia da 25 a 40 tonnellate per ettaro all'anno, soggetta a variazioni in base alla qualità del suolo e ai cicli di taglio. Gli ontani, d'altra parte, sono alberi a crescita rapida che raggiungono altezze di 20-25 metri. Servono a scopi duali di bonifica del suolo e produzione di biomassa per applicazioni energetiche. La rotazione delle colture per gli ontani varia da 5 a 10 anni, con una produzione annua di biomassa di 6-9 tonnellate per ettaro. Tuttavia, per questo studio, queste specifiche colture energetiche non sono state considerate, il focus permane sulla biomassa disponibile dalle foreste esistenti e dalle terre agricole, anche se potrebbero rappresentare un importante impiego per i terreni abbandonati, anche per garantirne la manutenzione.

6.3 Processo di conversione della biomassa e gassificazione

Ai fini di questo studio, la biomassa viene trasformata in un prodotto gassoso attraverso il processo di gassificazione che coinvolge l'uso di agenti di gassificazione come aria, ossigeno o vapore a temperature elevate comprese tra 900 e 1.200 °C, per produrre una miscela di gas nota come syngas attraverso il software Thermoflex™. Il modello di gassificatore utilizzato è del tipo User-Defined che consente all'utente di modellare un gassificatore ad aria o ad ossigeno, inclusa la preparazione del combustibile e il raffreddamento del syngas grezzo.

Il Gassificatore User-Defined è dotato di cinque porte obbligatorie e nove facoltative per facilitare la modellazione. Le connessioni obbligatorie includono l'ingresso del combustibile

(4), l'ingresso dell'ossidante, ossigeno o aria (3), l'ingresso dell'acqua di trasporto del combustibile (2), l'uscita del syngas grezzo (5) e l'uscita delle scorie (7). Nello schema analizzato è stato inserito anche un compressore per poter effettuare valutazioni sui consumi elettrici nel processo di gassificazione.

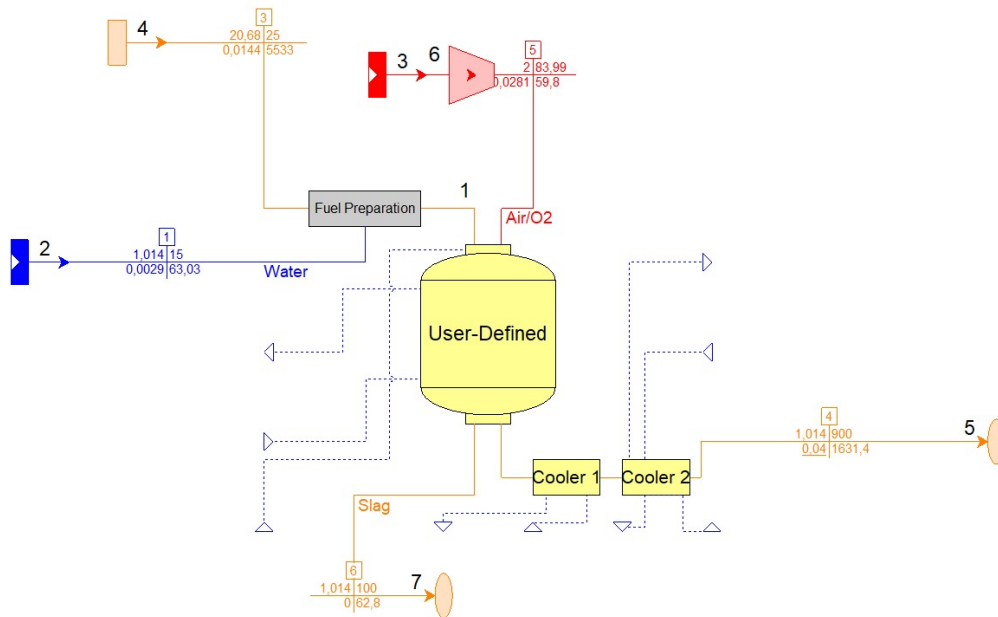


Figura 6.1 Edit Drawing dello schema Thermoflex

All'interno del pannello che definisce la tipologia del gassificatore, sono state inserite le diverse caratteristiche dell'elemento stesso. In questo studio è stato scelto un gassificatore soffiato ad aria, e la pressione e la temperatura sono state ipotizzate coerenti con lo studio condotto da Khorshidi et al. [78], dove la temperatura è stata fissata a 900°C e la pressione di gassificazione è stata impostata a 2 bar. L'acqua viene aggiunta al flusso di combustibile per creare una miscela che viene pompata al gassificatore. L'output numero sette rappresenta l'uscita delle scorie e fornisce informazioni sulle sue caratteristiche, inclusa temperatura e pressione.

Il combustibile considerato nello studio è la biomassa legnosa ottenibile dal territorio del Reventino, composta principalmente da residui forestali, conifere e materiali a foglia larga.

Con una durata operativa ipotizzata di 8 ore al giorno e 20 giorni al mese, nei mesi da ottobre ad aprile. Questo periodo corrisponde alla stagione di riscaldamento della zona climatica E, nonché al periodo designato per la pulizia e la manutenzione della foresta.

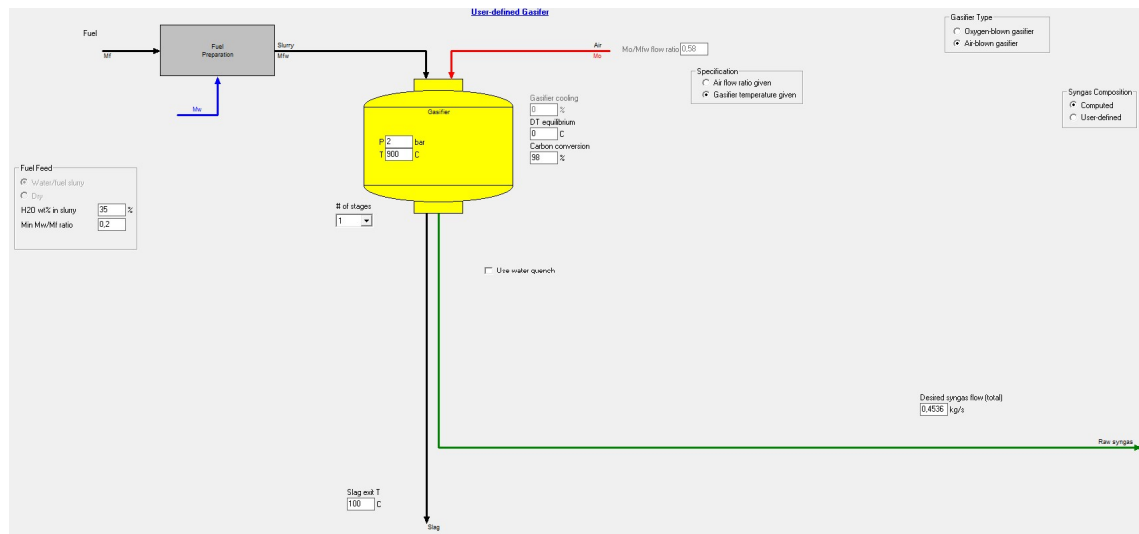


Figura 6.2 Pannello per la definizione delle componenti del gassificatore

I tre tipi di biomassa legnosa considerati comprendono residui forestali e tagli di pulizia, latifoglie e conifere associate ai residui provenienti da lavorazioni agricole in quanto entrambi presentano delle quantità considerabili irrisorie.

Nel primo caso, sono stati aggregati i residui forestali provenienti da aree caratterizzate da vegetazione arborea e arbustiva in evoluzione, nonché da arbusteti e cespuglieti. Tutte le altre classi menzionate nella mappa Corine Land Cover non sono state valutate, poiché il loro contributo sarebbe stato minimo a causa delle quantità insignificanti di biomassa recuperabile.

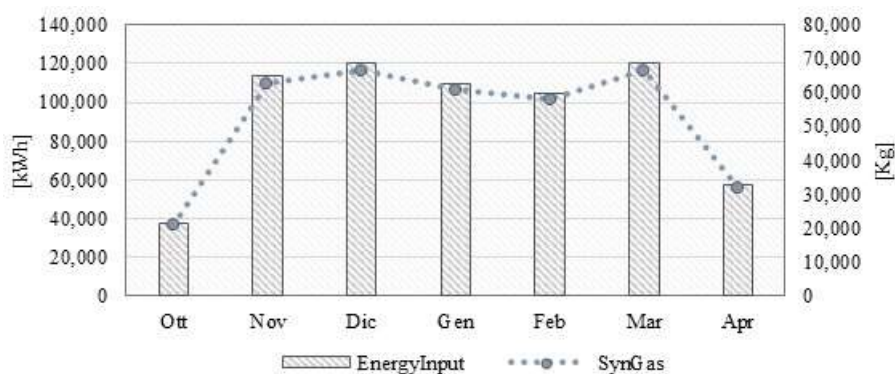


Figura 6.3 Quantità di SynGas richiesta per soddisfare il carico in esame

In uno studio del tutto preliminare [108], si è immaginato di voler soddisfare un certo fabbisogno con un sistema di cogenerazione alimentato a biomassa. Lo studio ha avuto come scopo quello di avere un indicazioni di massima sulle grandezze in gioco.

La quantità di carburante richiesta dal motore, e di conseguenza la quantità di energia (Energy_Input) necessaria per generare l'energia termica ed elettrica richiesta, è stata ottenuta dall'analisi dinamica effettuata con TRNSYS. In Figura 6.3 è fornita una panoramica delle quantità di Syngas necessarie per generare l'input di energia per il cogeneratore e soddisfare il fabbisogno energetico.

Partendo dal fabbisogno mensile di syngas, la portata necessaria è stata determinata in base alle ore di funzionamento richieste. Figura 6.4 illustra la portata mensile di syngas necessaria per soddisfare la domanda, con picchi che si verificano in marzo e dicembre, raggiungendo una portata necessaria di 0,116 kg/s.

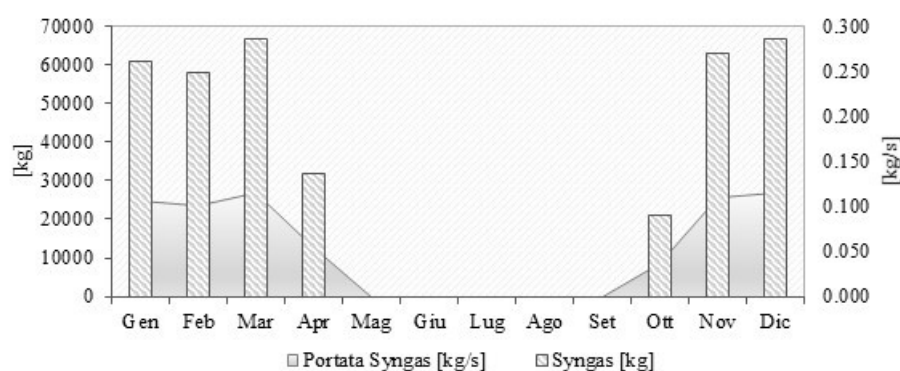


Figura 6.4 Quantità e portata mensile di Syngas

La Figura 6.5 presenta le portate necessarie per ogni tipo di biomassa, per ottenere la portata di syngas desiderata. Si può osservare che le latifoglie forniscono un rendimento maggiore, mentre per ottenere la stessa quantità di syngas con la biomassa forestale residua, la portata di legno richiesta è superiore di circa il 25%.

In un anno, la quantità di biomassa richiesta è di circa 923 tonnellate di residui forestali, 828 tonnellate di residui di pulizia delle conifere e 624 tonnellate di residui di latifoglie, con l'evidenza che le latifoglie forniscono un rapporto quantitativo superiore.

Come dato conclusivo dello studio si è riscontrato che le latifoglie offrono una resa maggiore e anche con solo il 6% dei residui recuperabili dai tagli di potatura sarebbe comunque possibile soddisfare i fabbisogni richiesti.

Le conifere, come i pini, sono presenti in piccole quantità con cui viene soddisfatto solo il 14% del fabbisogno di syngas.

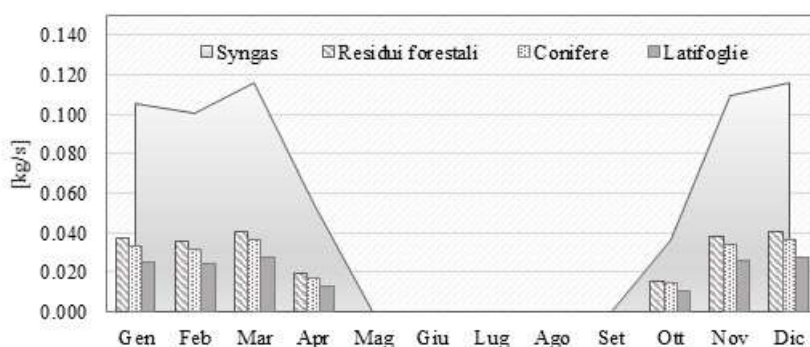


Figura 6.5 Portate di biomassa legnosa necessarie per soddisfare la produzione di syngas richiesta

Arbusti, cespugli e vegetazione legnosa in evoluzione sono stati classificati come residui forestali e nonostante la qualità relativamente bassa di questo tipo di biomassa, potrebbe comunque fornire un contributo significativo al soddisfacimento della domanda. Infatti, sarebbe possibile ottenere il syngas necessario con il 45% ottenibile esclusivamente dall'area di Soveria Mannelli (Figura 6.6).

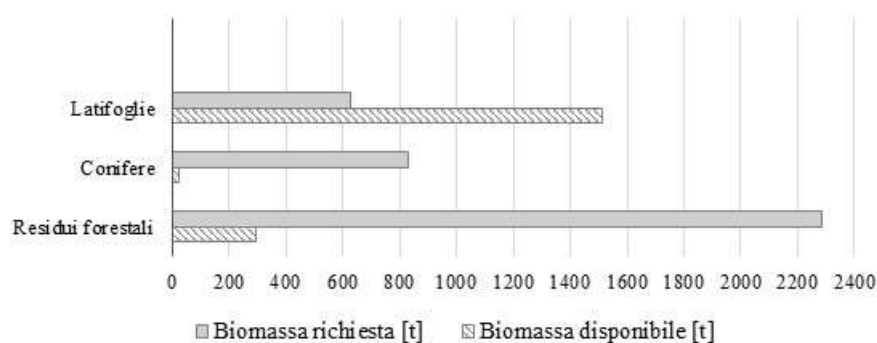


Figura 6.6 Biomassa Disponibile e biomassa richiesta

Da un punto di vista energetico, l'analisi effettuata con Thermoflex™ ha fornito i valori di potenza necessari per la compressione dell'aria richiesta per il processo, che ammonta a un massimo di 6 kW.

In maniera più generale, l'output che si vuole riportare, e che sarà utilizzato in seguito in ulteriori valutazioni, è la quantità totale di syngas (Tabella 6.7) che si riuscirebbe ad ottenere, in via del tutto teorica e approssimata, dalla gassificazione della totalità degli scarti di pulizia sia dal comune di Soveria Mannelli che dell'intero comprensorio.

Questo dato verrà utilizzato in diverse configurazioni impiantistiche di Comunità energetiche rinnovabili per valutare i benefici che i diversi sistemi potrebbero apportare in relazione ai sistemi di generazione da rinnovabili standard.

Tabella 6.7 Quantità totale teorica di syngas ottenibile

	Quantità di biomassa disponibile [t]		Quantità di Syngas ottenibile [t]	
	Soveria Mannelli	Area del comprensorio considerato	Soveria Mannelli	Area del comprensorio considerato
Frutteti, oliveti, vigneti	49,53	2.829,13	84,64	4.838,0
Residui forestali	281,24	5.697,66	806,4	16.128,0
Latifoglie	1.512,52	5.631,6	6.854,4	24.998,4

6.4 La rete ferroviaria Catanzaro-Cosenza: un potenziale da rivalutare per l'approvvigionamento della biomassa

La rete ferroviaria Catanzaro-Cosenza è una linea locale a scartamento ridotto che si estende per una lunghezza di circa 113 km e collega 27 comuni tra le provincie di Catanzaro e Cosenza, passando per le aree interne della Sila. Essa ha origini antichissime, la prima tratta, Cosenza-Rogliano, viene attivata a partire dal 1916, seguita da Rogliano-Soveria (1922), Soveria-Decollatura (1924), Decollatura-Catanzaro (1934), ed ha avuto un periodo fiorente fino alla fine degli anni Cinquanta, da quando la frequenza del servizio è andata via via scemando per mancanza di manutenzione e di ammodernamenti, a favore del trasporto su strada. Tra il 2009 e il 2012, inoltre, in seguito ad una frana, la linea è stata provvisoriamente spezzata in due, con l'interruzione del suo tratto centrale Rogliano-Soveria Mannelli, ancora oggi però non del tutto ripristinato. La percorribilità dell'intera tratta, oltre ad essere indispensabile per la mobilità, può rappresentare un volano di sviluppo sociale, turistico ed economico per l'area del Reventino.

Per ridurre l'impatto ambientale del trasporto, è fondamentale raccogliere le biomasse in prossimità delle centrali termiche, limitandosi a un raggio di pochi chilometri. L'approvvigionamento locale della materia prima rappresenta una soluzione ecocompatibile al problema, riducendo al minimo l'inquinamento derivante dal trasporto e l'emissione di CO₂. Inoltre, questa pratica contribuisce a mitigare il rischio di deforestazione nei paesi in

via di sviluppo, dove l'eccessivo sfruttamento delle risorse forestali locali per scopi energetici può avere gravi conseguenze.



Figura 6.7 Linea ferroviaria Catanzaro - Cosenza e stazioni principali

In questo contesto, dall'analisi del territorio, si è infatti pensato alla presenza del tratto ferroviario come trasporto preferenziale della biomassa dai boschi alla centrale di cogenerazione. Si può infatti pensare al trasporto del legname con treni merce, non più solo a gasolio o altri idrocarburi di origine fossile altamente inquinanti, ma con nuovi sistemi che contribuiscono ad una transizione sostenibile da aggiungersi alla produzione di energia rinnovabile. A tal proposito il PNRR, secondo quanto previsto nella sezione M2C2 – Investimento 3.4 “Sperimentazione dell'idrogeno per il servizio ferroviario”, ha stanziato dei fondi per questa finalità, soprattutto per il trasporto pesante a livello locale e regionale, riservando almeno il 40% della somma all'area del Mezzogiorno [109]. Anche il gruppo Ferrovie dello Stato, nel 2013, ha indetto una consultazione preliminare di mercato per l'eventuale fornitura di energia elettrica derivante dal processo di trasformazione energetica della biomassa prodotta da attività di manutenzione della vegetazione presente lungo l'infrastruttura di competenza del Gruppo FS [110].

Un altro progetto che può essere portato come esempio, è il treno merci Drax che trasporta biomassa sostenibile. Drax, il principale generatore di energia elettrica rinnovabile nel Regno Unito, ha completato il suo investimento in 30 nuovi vagoni ferroviari, con la consegna dell'ultimo vagone alla sua centrale elettrica di North Yorkshire. Ciò consentirà un aumento del 30% della capacità di trasporto delle biomasse per vagone, con una capacità di carico fino a 71,6 tonnellate ciascuno [111].

Capitolo 7

CER e Autoconsumo: il Solare Fotovoltaico

Le analisi riportate in questa sezione, ripropongono gli studi condotti e presentati in due articoli di conferenza, che si configurano come veri e propri studi di fattibilità.

In un primo studio si vuole andare ad introdurre e valutare, attraverso un fattore di simultaneità, la produzione fotovoltaica e la domanda elettrica utilizzando i profili reali misurati. Con un secondo studio invece, i fabbisogni elettrici ipotizzati nel Paragrafo 5.4, sono stati utilizzati per implementare un sistema di condivisione dell'energia e avanzare valutazioni tecnico-economiche che tengono conto dei benefici economici della comunità energetica e hanno permesso di individuare soluzioni vantaggiose sia in termini di risparmio energetico e guadagno economico, ma anche di riduzione delle emissioni di CO₂.

In entrambi i casi gli studi sono stati realizzati in maniera parametrica, con il fine di considerare più opzioni possibili, studiandone vantaggi e svantaggi.

7.1 Valutazione del fattore di simultaneità tra produzione fotovoltaica e domanda elettrica

Le soluzioni concepite per mitigare la discrepanza tra produzione e domanda di elettricità negli edifici sono decisive per massimizzare i benefici delle Comunità Energetiche Rinnovabili. In questo contesto, gli strumenti di Simulazione Energetica degli Edifici (BES) possono essere utilizzati per valutare accuratamente i flussi energetici considerando condizioni variabili, specialmente se dotati di sistemi di generazione elettrica per il riscaldamento e il raffreddamento. I risultati riportati in questa sezione sono stati presentati nell'articolo dal titolo "Assessment of the simultaneity factor between PV production and electric demand in a real scholar canteen belonging to a REC through TRNSYS simulations" presentato per la partecipazione alla conferenza internazionale Building Simulation Applications BSA 2024.

Questo studio nasce come analisi preliminare sulla simultaneità di domanda e produzione elettrica su un unico edificio per poter poi estendere le analisi a comunità di più attori.

In questo lavoro, un impianto fotovoltaico associato alla mensa scolastica delle scuole medie, già precedentemente analizzata nel Capitolo 5, viene valutato mediante simulazione TRNSYS18 per ottimizzare la quota di autoconsumo. Per validare il modello edificio-impianto sono stati utilizzati i dati elettrici monitorati e presentati nel Paragrafo 5.4.2, è stata condotta una campagna di misura per avere anche dati climatici reali ed è stato introdotto un fattore di simultaneità (SF) tra domanda e produzione elettrica per valutare l'autoconsumo effettivo e il surplus elettrico da condividere all'interno di una eventuale comunità energetica.

Nell'attuale contesto di riduzione dei consumi, elevata produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e politiche di condivisione dell'energia, fondamentale è considerare sfide tecniche come la riduzione dei costi energetici e la stabilità della rete elettrica nazionale. Per migliorare la stabilità della rete, è essenziale coinvolgere edifici con un alto tasso di autoconsumo energetico, specialmente quelli con modelli di occupazione specifici. Inoltre, la percentuale di energia autoconsumata ha un impatto diretto sulla redditività delle Comunità Energetiche Locali (CER), in quanto gli incentivi finanziari sono legati a questo parametro. Pertanto, questo studio si concentra sul corretto dimensionamento di un impianto fotovoltaico previsto per una mensa scolastica situata a Soveria Mannelli, con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo di energia elettrica. I parametri considerati sono diversi, quali la dimensione del generatore, la tecnologia delle celle solari e la gestione della domanda

(Demand Side Management, DSM), al fine di allineare la produzione elettrica con il consumo. La scelta di studiare questo edificio è stata dettata dal suo modello di occupazione, con una concentrazione di persone per poche ore al giorno e solo per tre giorni alla settimana, rendendo difficile l'allineamento tra produzione e consumo di energia. Considerando il clima rigido invernale e le caratteristiche socioeconomiche specifiche della posizione, che è classificata come area svantaggiata e isolata, l'implementazione delle CER rappresenta una soluzione pragmatica per promuovere lo sviluppo sociale ed economico, adottando tecnologie rinnovabili progettate in modo adeguato a gestire efficacemente i flussi energetici nella comunità.

La progettazione di un impianto fotovoltaico su un edificio connesso alla rete elettrica si fonda sulla massimizzazione del fattore di simultaneità (SF) tra produzione e consumo energetico. Questo parametro può essere valutato mediante confronti tra i profili di consumo e produzione fotovoltaica durante una giornata standard, come illustrato nella Figura 7.1 che rappresenta una situazione tipica di confronto tra i profili di consumo elettrico (linea nera) e la produzione fotovoltaica (linea rossa) in una giornata serena. Durante le ore di picco di produzione solare, una parte dell'energia generata viene utilizzata internamente per soddisfare i carichi dell'edificio (denotata come B), mentre il surplus di produzione (denotato come C) viene immesso nella rete e/o condiviso con altri utenti della CER.

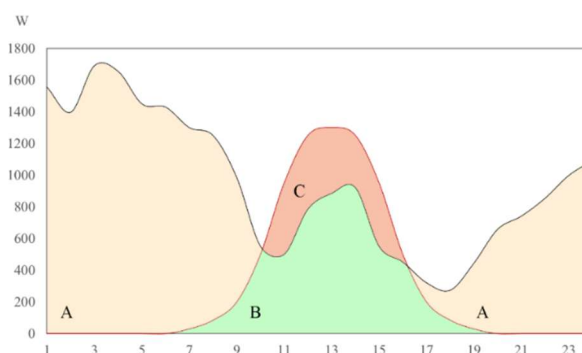


Figura 7.1 Profili casuali per il calcolo del fattore di simultaneità

Per calcolare il fattore di simultaneità, viene utilizzata l'Equazione 7.1 che tiene conto dei dati acquisiti durante una campagna di monitoraggio lunga "N" con dati raccolti ad intervalli di tempo "i" [112]:

$$SF = \frac{\sum_{i=1}^N B}{\sum_{i=1}^N (A + B)} \quad 7.1$$

Le simulazioni eseguite con il software TRNSYS18 hanno permesso di condurre uno studio parametrico variegato, modificando le dimensioni, il tipo di tecnologia fotovoltaica e i sistemi di gestione dell'energia (DMS). Questo studio ha l'obiettivo di individuare la configurazione ottimale che massimizzi il fattore di simultaneità, riducendo così le problematiche legate alla gestione dei surplus energetici. Nel dettaglio, sono state considerate tre diverse tecnologie fotovoltaiche: celle in silicio monocristallino, policristallino e tandem con silicio amorfo e microcristallino, ognuna caratterizzata da specifiche elettriche riportate nella Tabella 7.1.

Tabella 7.1 Principali caratteristiche elettriche dei pannelli fotovoltaici considerati nello studio parametrico

	P_{pk} [W]	I_{sc} [A]	$\%P_{pk}$ [%/°C]	η_{REF} [-]
Monocrystalline	450	11,42	-0,35	0,206
Polycrystalline	340	9,35	-0,37	0,172
α -Si/ μ c-Si	135	3,41	-0,24	0,095

Prima di procedere con la progettazione dell'impianto fotovoltaico, è stata effettuata una validazione del modello di simulazione dinamica, sviluppato in TRNSYS18, attraverso una procedura basata sul calcolo di indici statistici quali CV-RMSE e NMBE seguendo le Linee Guida ASHRAE 14-2014. Questi indici sono stati calcolati mediante l'Equazione 7.2 e l'Equazione confrontando i dati misurati (y) e simulati (\hat{y}) riguardanti il consumo di elettricità per un periodo di un mese.

$$CV-RMSE = \frac{1}{\hat{y}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-p}} \quad 7.2$$

$$NMBE = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)}{(n-p) \cdot \hat{y}} \quad 7.3$$

La simulazione dell'interazione tra l'edificio, i sistemi di riscaldamento e raffreddamento e i generatori fotovoltaici, è stata eseguita utilizzando TRNSYS18 e usando i dati climatici specifici del luogo. L'edificio, una mensa scolastica a un piano, è stato geometricamente modellato come una singola zona termica implementata geometricamente dal plug-in

TRNSYS3d (Figura 7.2b). È caratterizzato da una forma rettangolare regolare costituita da pareti esterne in laterizi non isolate, pavimento contro terra e da un sottotetto non riscaldato separato dall'ambiente riscaldato da un impalcato di cemento interpiano. Il tetto è costituito da una doppia falda di cemento e tegole, con una pendenza di circa 15 gradi, ed è orientato a Nord-Est per 200 m² e a Sud-Ovest 150 m², su questi ultimi è stata ipotizzata la presenza dell'impianto fotovoltaico. La superficie calpestabile lorda dell'edificio è di circa 330 m² con un'altezza interpiano di 3,4 m. Le finestre sono in alluminio con doppi vetri trasparenti e sono dotate di schermature avvolgibili in PVC. L'involucro non è ombreggiato da ostacoli esterni fissi.

I dati sperimentali raccolti da stazioni meteorologiche locali, relativi alla temperatura, umidità e radiazione solare, sono stati utilizzati per validare il modello. Questi dati, insieme ad altri parametri come il coefficiente di trasmittanza delle finestre, sono stati acquisiti tramite diversi strumenti di misura, come misuratori di energia, termo-igrometri e piranometri.

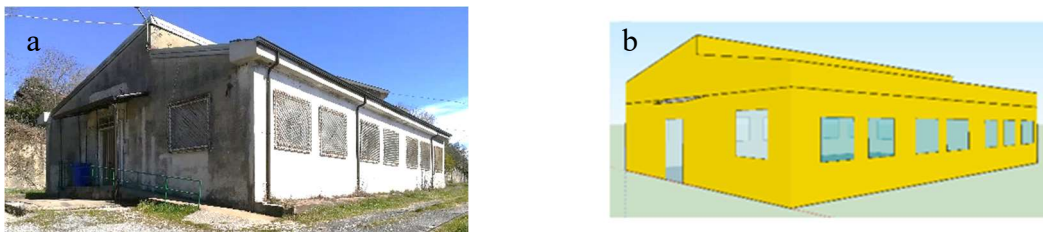


Figura 7.2 Prospettiva Nord-est dell'edificio reale (a) e modellato (b)

Il sistema di riscaldamento, gestito da una pompa di calore, è stato simulato con il Type954 implementato nella libreria TESS di TRNSYS.

La pompa di calore installata ha una capacità termica nominale di 37,5 kW e un assorbimento elettrico massimo di 12,5 kW. Questo sistema produce una portata d'aria di 12.000 m³/h, distribuita da 5 emettitori uniformemente posizionati all'interno degli ambienti. Dato che il compressore Scroll è dotato di inverter, le simulazioni hanno tenuto conto della variazione del coefficiente di prestazione (COP) solo in relazione alle temperature delle sorgenti. I dati necessari per la simulazione sono stati forniti al modello allegando un file esterno, il quale permette di ottenere in output la quantità effettiva di energia elettrica assorbita in condizioni reali di funzionamento. Il carico maggiore in termini di consumo elettrico è dovuto al riscaldamento degli ambienti. È importante notare che l'ambiente non è dotato di un termostato per il controllo automatico della temperatura dell'aria; pertanto, la

pompa di calore viene attivata manualmente dalle 09:00 alle 13:00 di lunedì, mercoledì e giovedì.

Nella Figura 7.3 sono riportati i dati relativi all'umidità e alla temperatura reale dell'aria esterna nel periodo compreso tra il 20/03/2024 e il 20/04/2024. Questi dati sono stati raccolti da una stazione meteorologica situata nelle vicinanze dell'edificio e sono stati impiegati per la validazione del modello edificio-impianto. Durante questo periodo di valutazione, appartenente alla stagione di riscaldamento, si può osservare la significativa variabilità climatica caratteristica del territorio di Soveria Mannelli. Le temperature dell'aria esterna variano tra un minimo di 2,6 °C e un massimo di 27,2 °C, con una media di 12,3°C. Inoltre, il valore medio relativo all'umidità relativa è di circa il 67%, il che indica condizioni meteorologiche adeguate a validare il modello edificio-impianto.

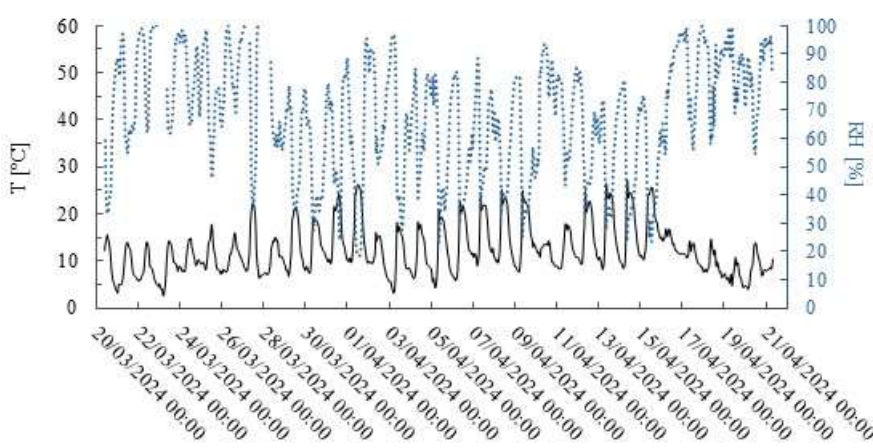


Figura 7.3 Dati sperimentali di temperatura e umidità dell'aria esterna per la validazione del modello del sistema edificio-impianto

Nella Figura 7.4 sono invece presentati i dati sperimentali relativi alla radiazione solare orizzontale, utilizzati anch'essi per la validazione del modello. Questi dati provengono dalla stazione meteorologica dell'Università della Calabria, caratterizzata da una latitudine simile a quella della località oggetto di analisi. Nell'immagine sono distinti i contributi della radiazione diretta e diffusa, e per la simulazione nell'ambiente TRNSYS18, la proiezione su diverse superfici inclinate, inclusi i tetti a falda, è stata calcolata utilizzando il modello Reindl. Per il calcolo degli scambi infrarossi delle superfici dell'involucro esterno, sono stati impiegati i dati della correlazione Aubinet, basati sui valori sperimentali della temperatura dell'aria esterna, del fattore di copertura nuvolosa e della pressione di vapore dell'aria

esterna. Quest'ultima è stata calcolata a partire dall'umidità relativa monitorata e dalla pressione di saturazione corrispondente alla temperatura dell'aria esterna.

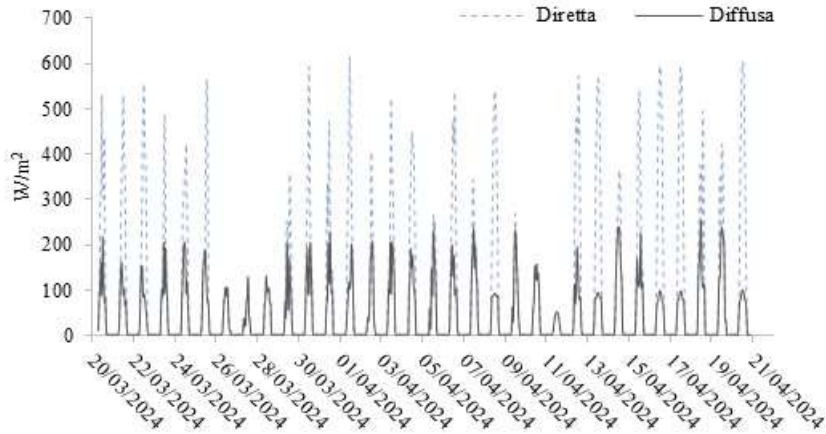


Figura 7.4 Dati sperimentali di irraggiamento solare diffuso e diretto sul piano orizzontale [W/m²]

Le superfici vetrate sono state scelte utilizzando una finestra con un valore di trasmittanza U di 2,8 W/m²K e un fattore solare normale di $g_{\perp}=0,70$, valori simili a quelli dei componenti reali. Le schermature delle finestre non sono considerate attive durante l'occupazione dell'edificio per favorire l'illuminazione naturale.

Le perdite termiche verso il suolo dal solaio controterra sono state considerate impostando la superficie esterna con una condizione al contorno rappresentata dalla temperatura del suolo. Questo parametro è stato variato per calibrare il modello edificio-impianto, ma il valore iniziale è stato impostato pari alla temperatura media annuale dell'aria del sito, ovvero 11,2 °C. Un altro parametro cruciale, utilizzato per calibrare il modello, è la ventilazione naturale, impostata inizialmente a 0,5 vol/h.

Per monitorare i parametri utilizzati per la validazione del modello edificio-impianto, sono stati utilizzati diversi tipi di sonde e acquisitori: un misuratore di energia Wi-Fi a tripla fase è stato utilizzato per raccogliere e memorizzare i dati sul consumo elettrico dell'edificio. Questo dispositivo ha un'accuratezza del 1% con una misurazione massima di 120 A per canale. La pinza amperometrica è stata installata al contatore di prelievo dalla rete elettrica della mensa scolastica. La temperatura e l'umidità sono state rilevate da un termo-igrometro dotato di Pt100, con un'accuratezza di $\pm 0,1$ °C per la temperatura e di $\pm 0,1\%$ per l'umidità relativa, con un intervallo operativo di -30°C a +100°C per la temperatura e del 0-100% per l'umidità relativa.

L'irraggiamento solare globale sul piano del modulo è stato misurato utilizzando piranometri con un intervallo spettrale di 295–2800 nm, una sensibilità di $8 \mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$, un tempo di risposta del 95% di 5 s, una non-stabilità e non-linearità del 0,5% e un'incertezza media oraria del 2%. L'irraggiamento solare diretto è stato misurato con un piranometro CH1, con una sensibilità di $10,45 \mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$, un tempo di risposta del 95% inferiore a 5 s e una non-linearità del 0,5%.

7.1.1 Validazione del modello

La Figura 7.5 presenta l'andamento del consumo elettrico monitorato nel periodo 20/03/2024 – 20/04/2024. Dall'analisi del grafico orario emerge un repentino aumento del consumo elettrico al primo avvio della pompa di calore durante i giorni lavorativi, dovuto alla considerevole potenza iniziale assorbita necessaria per raggiungere le condizioni di temperatura confortevoli. Si nota inoltre che la potenza assorbita tende a stabilizzarsi con difficoltà nel tempo.

A partire dal venerdì 05/04 e durante tutto il successivo fine settimana, la pompa di calore è stata mantenuta in funzione in modo continuo, permettendo di osservare la sua modulazione legata al funzionamento a carico parziale.

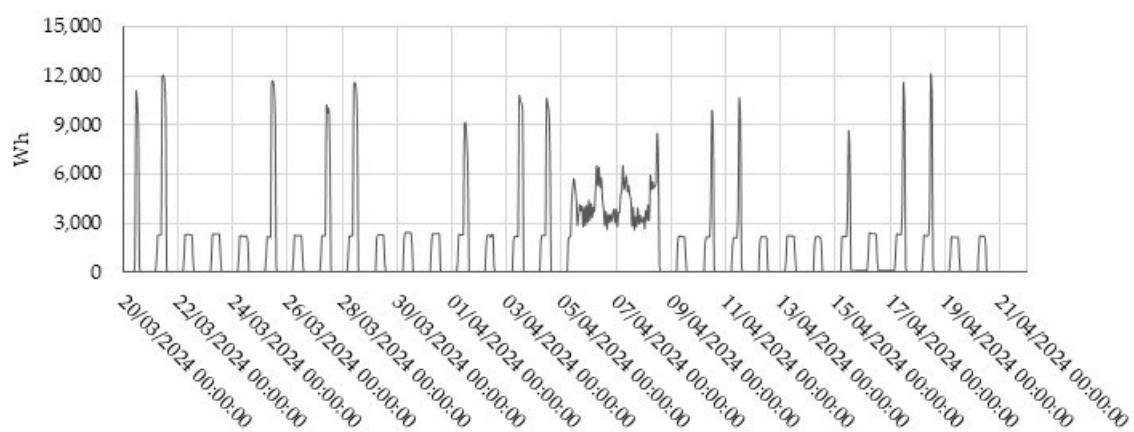


Figura 7.5 Consumi elettrici registrati nel periodo monitorato

Durante l'intero periodo di monitoraggio, è stato rilevato un carico base giornaliero di circa 2.300 W di potenza elettrica assorbita, attribuibile all'attivazione programmata di una pompa idraulica per 5 ore al giorno (dalle 6:00 alle 12:00), utilizzata per supportare l'acquedotto e collegata al contatore della mensa. Il carico elettrico di base dell'edificio, costituito esclusivamente dall'illuminazione artificiale a LED, è invece stato trascurato durante le simulazioni a causa della sua bassa rilevanza.

Alla luce delle valutazioni effettuate, la validazione del modello è stata condotta nel periodo compreso tra il 20/03/2024 e il 20/04/2024, unico periodo in cui si avevano a disposizione i dati sperimentali relativi ai consumi reali.

Dopo una serie di tentativi, è emerso che una ventilazione naturale di 1,4 vol/h, una temperatura del suolo di 8,5 °C e un assorbimento elettrico nominale della pompa di calore di 10,4 kW hanno consentito di osservare una significativa sovrapposizione tra i profili di consumo elettrico simulati e quelli sperimentali (Figura 7.6).

Le ragioni di tali discrepanze possono essere attribuite alla elevata permeabilità all'aria dell'involucro dell'edificio, alla presenza di acqua di falda sotto l'edificio e all'invecchiamento della pompa di calore, che potrebbe avere prestazioni diverse da quelle dichiarate dal produttore. È importante notare che la pompa di calore è stata simulata con un COP nominale di 3,62, inferiore al valore dichiarato dal produttore che è pari a 4,61.

Il modello TRNSYS calibrato, simulato con un passo temporale di 1 ora (come il tempo di campionamento nella campagna di monitoraggio), offre un NMBE e un CV-RMSE rispettivamente del -2,81% e del 27%, in accordo con le soglie del 10% per il NMBE e del 30% per il CV-RMSE indicate dall'ASHRAE per la calibrazione di una simulazione dell'intero edificio, assumendo dati orari per un mese. Questo risultato conferma che il sistema edificio-impianto è stato adeguatamente calibrato per ottenere risultati affidabili anche quando vengono indagate diverse configurazioni impiantistiche in termini di produzione e consumo di elettricità.

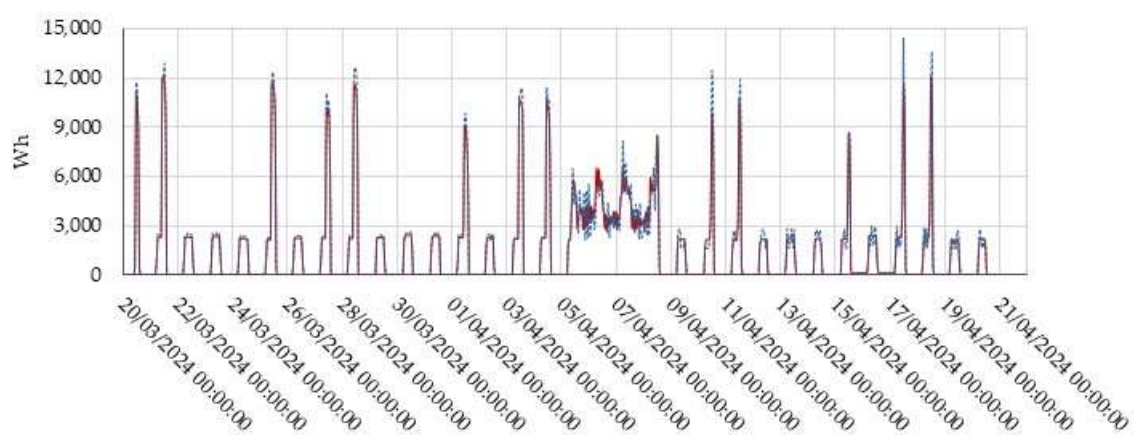


Figura 7.6 Confronto tra i consumi energetici misurati e simulati relativi all'edificio considerato nel periodo 20/03/24-20/04/24

7.1.2 Studio parametrico

Considerando i vincoli tecnici, l'installazione dell'impianto fotovoltaico è stata progettata su una superficie di tetto di 120 m² con pendenza orientata a sud-ovest. Basandosi sui dati dei pannelli elencati nella Figura 7.2, è possibile installare potenzialmente 54 moduli monocristallini (2,19 m² ciascuno) per una potenza di picco massima di 24,3 kW, 60 moduli policristallini (1,98 m² ciascuno) per una potenza di picco massima di 20,4 kW e 84 moduli con celle amorphe (1,42 m² ciascuno) per una potenza di picco massima di 11,34 kW.

Le simulazioni sono state condotte per un anno con un passo temporale di 1 ora, presupponendo l'attuale andamento dei carichi elettrici. I dati climatici sono stati ottenuti dal TMY della città più vicina disponibile (Lamezia Terme), applicando correzioni per considerare le diverse altitudini. I risultati sono riassunti nella Tabella 7.2.

È importante notare che il Fattore di Simultaneità (SF) aumenta con la potenza di picco installata e, come previsto, la tecnologia monocristallina rappresenta la scelta migliore, garantendo un SF di circa il 70% quando sono installati 24,3 kWp, equivalenti a 18 pannelli in serie su 3 stringhe. Le celle policristalline sono influenzate negativamente dalla minore superficie captante consentita e dal coefficiente di temperatura di potenza più alto. D'altra parte, la tecnologia amorfa rappresenta la scelta peggiore e non sembra indicata per l'autoconsumo dell'energia prodotta. Infatti, è stato determinato un SF di soli 14,8% con la potenza di picco massima installabile di 11,34 kW.

Si può notare inoltre che 20 pannelli policristallini installati in due stringhe (13,6 kWp) restituiscono un notevole SF (57,6%), nonostante la potenza di picco installata non sia così differente dalla massima superficie captante installabile con tecnologia amorfa.

Tabella 7.2 Fattore di simultaneità calcolato in funzione della potenza di picco e della tecnologia FV, assumendo i profili di carico elettrico del caso in esame.

	P_{pk} [kW]	SF [%]
	24,30	69,9%
Monocrystalline	16,20	62,4%
	8,10	47,9%
	20,40	65,5%
Polycrystalline	13,60	57,6%
	6,80	42,5%
	11,34	14,8%
α -Si/ μ c-Si	7,56	8,8%
	3,78	3,0%

La Figura 7.7 illustra la distribuzione dell'Fattore di Simultaneità (SF) durante l'anno per la configurazione da 24,3 kW realizzata con celle monocristalline. Si nota che l'attivazione dell'impianto di riscaldamento in ottobre causa un brusco calo di SF, il quale diventa più pronunciato nei mesi successivi, novembre e dicembre, quando ci si aspetterebbe una migliore corrispondenza tra produzione e consumo. Questo fenomeno indica che la produzione fotovoltaica non riesce a soddisfare in modo adeguato le richieste elettriche, anche a causa del minore irraggiamento solare disponibile in inverno.

Al contrario, si osserva una situazione migliore durante l'estate, quando l'edificio non è occupato dagli studenti. In questo periodo, si registra una diminuzione della domanda elettrica e una maggiore probabilità di soddisfare la produzione fotovoltaica, contribuendo così a migliorare l'SF.

I risultati annuali indicati nella Tabella 7.2 beneficiano notevolmente dell'alto valore di SF rilevato in estate, quando l'edificio non è utilizzato, mentre in inverno emergono gravi problemi legati alla gestione dell'eccesso di energia elettrica fuori dagli orari di occupazione dell'edificio.

Per analizzare il ruolo del Demand Side Management (DSM), è stata condotta un'altra campagna di simulazioni assumendo diversi orari di funzionamento per la pompa di calore e la pompa idraulica.

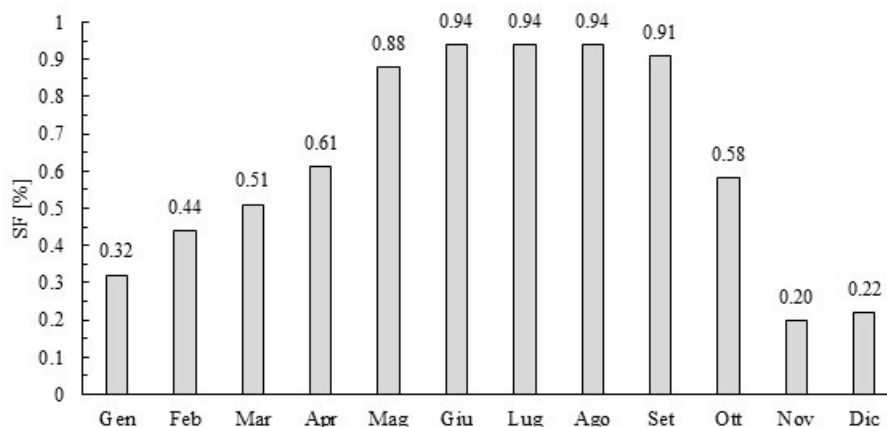


Figura 7.7 Valori mensili di SF con 24,3 kW di pannelli monocristallini ipotizzando l'attuale gestione dei profili elettrici

Questa volta, l'SF è stato determinato assumendo il funzionamento della pompa di calore dalle 11:00 alle 15:00 (coerente con il modello di occupazione dell'edificio) e della pompa idraulica dalle 9:00 alle 15:00, per sincronizzare la disponibilità di radiazione solare con i carichi elettrici. Dalla Figura 7.7 si può notare che il nuovo DSM produce evidenti

miglioramenti in inverno, con guadagni percentuali che vanno dal 3% a marzo al 15% a novembre. In estate, invece, i risultati rimangono invariati a causa dell'interruzione dell'utilizzo della pompa di calore.

A livello annuale, il solo spostamento temporale del carico elettrico di 2 ore per la pompa di calore e di 3 ore per la pompa idraulica produce un aumento di più di 5 punti percentuali nel valore SF, passando dal 69,9% al 75,2%.

Nella Figura 7.9 sono mostrati i valori mensili di SF considerando il caso in cui il DSM variato è combinato con un controllo accurato della temperatura dell'aria interna dotando la zona termica simulata di un termostato che opera nell'intervallo 19-21°C. Questa volta, i risultati sono peggiorati perché il controllo produce una limitazione delle ore operative della pompa di calore con una corrispondente riduzione del consumo elettrico. Sebbene questo sembri produrre effetti benefici a causa della limitazione del tasso A (fabbisogno elettrico dell'edificio) secondo l'Equazione 7.1, ciò determina anche una penalizzazione di B (energia prodotta) perché la potenza prodotta non può essere autoconsumata, e questo aspetto prevale sul primo.

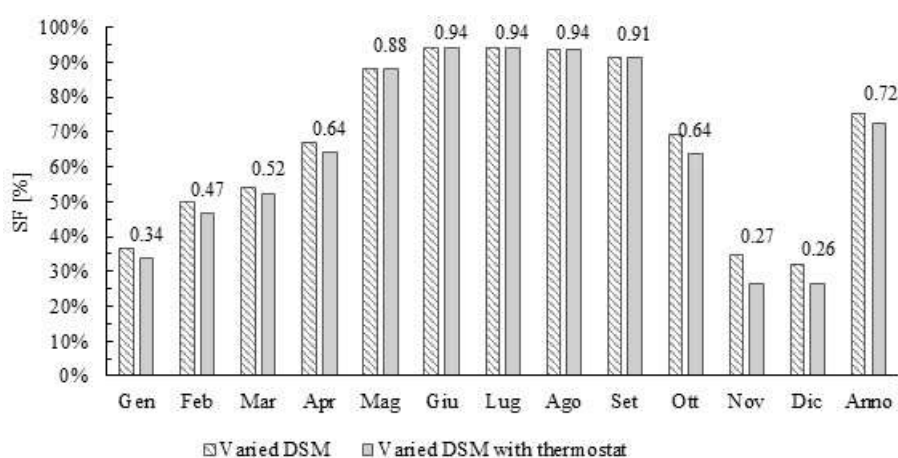


Figura 7.8 Valori mensili e annuali di SF con 24,3 kW di pannelli monocristallini con diversi DSM di carichi elettrici

Quindi, se il termostato garantisce un miglioramento delle condizioni di comfort interno, un aumento simultaneo dell'eccesso di potenza fotovoltaica richiede di essere gestito all'interno della CER. Tuttavia, viene comunque rilevato un miglioramento di SF rispetto ai risultati rappresentati nella Figura 7.7, determinando un SF annuale del 72,5%.

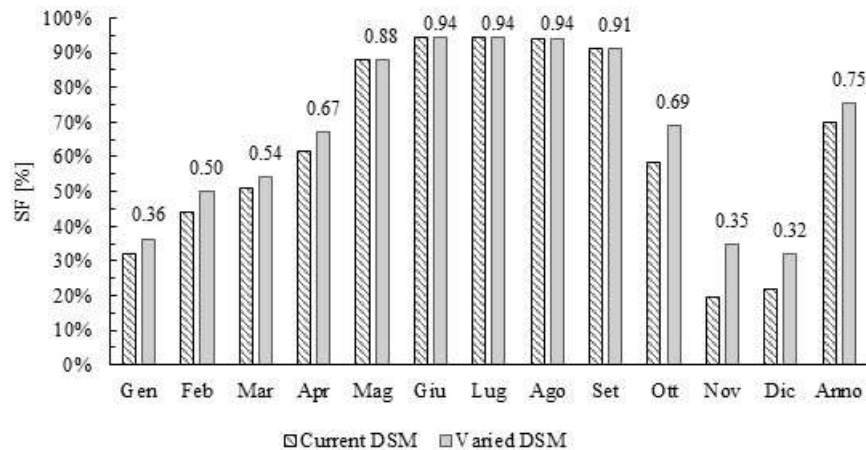


Figura 7.9 Valori mensili di SF con 24,3 kW di pannelli monocristallini ipotizzando un diverso DSM per i principali carichi elettrici

Infine, Figura 7.10 mostra l'andamento del Fattore di Simultaneità (SF) in relazione alla potenza di picco, ipotizzando l'utilizzo di celle in silicio monocristallino con il Demand-Side Management (DSM) migliorato. L'analisi rivela un aumento lineare dell'SF fino a una potenza di picco installata di circa 20 kW, dopo di che l'SF aumenta solo marginalmente.

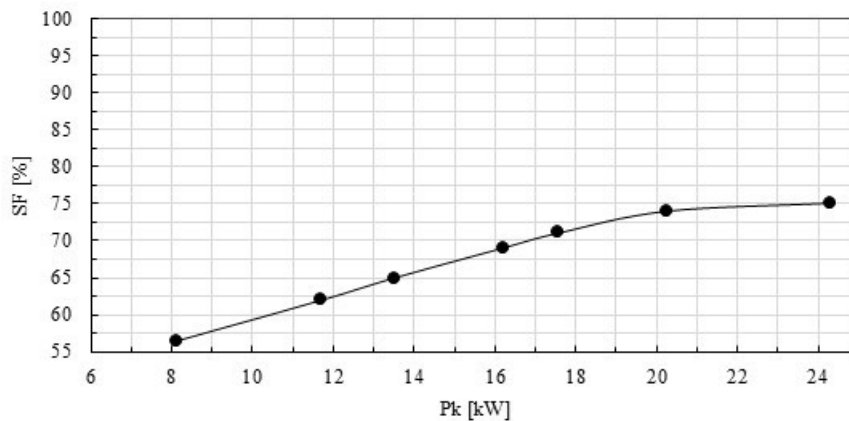


Figura 7.10 Andamento di SF con la potenza di picco fotovoltaica installata nell'ipotesi di un migliore DSM

Questo suggerisce che oltre una certa soglia di potenza installata, l'SF non registra significativi miglioramenti nonostante l'incremento della potenza fotovoltaica. Pertanto, si consiglia di non installare potenze fotovoltaiche maggiori se l'obiettivo è ottenere un significativo aumento del fattore di simultaneità.

Per riassumere, il fattore di simultaneità tra produzione e consumo di energia elettrica fotovoltaica è stato studiato in un contesto specifico relativo a un edificio comunale utilizzato

come mensa scolastica per un numero limitato di ore e solo tre giorni alla settimana. Questo fattore è stato valutato, attraverso simulazioni TRNSYS18, variando la dimensione del sistema fotovoltaico, la tecnologia dei pannelli solari e la gestione dei carichi interni, principalmente rappresentati da una pompa di calore VRF per il riscaldamento e una pompa idraulica per lo stoccaggio dell'acqua. La validità dei risultati è stata garantita da una procedura di convalida che ha confrontato i dati simulati con quelli sperimentali raccolti per un mese, producendo un RMSE apprezzabile. Le analisi hanno dimostrato che la tecnologia amorfa non è la scelta ottimale a causa della sua limitata capacità di influenzare l'autoconsumo. Al contrario, l'impiego di celle monocristalline ha mostrato un alto potenziale, con un fattore di simultaneità di circa il 75% su base annua, sebbene questa percentuale sia influenzata positivamente dalla minore richiesta energetica estiva dovuta all'inattività della pompa di calore. Nonostante la potenza massima installabile del sistema sia di 24,3 kW, installare oltre i 20 kW non apporta miglioramenti nell'SF. Il Demand Side Management (DSM) ha dimostrato di giocare un ruolo significativo, poiché spostando l'attività dei dispositivi durante le ore di maggiore irraggiamento solare, si osserva un notevole aumento dell'SF grazie a una migliore corrispondenza tra produzione e consumo. Tuttavia, la limitazione del funzionamento della pompa di calore attraverso un termostato non ha prodotto miglioramenti significativi, poiché la riduzione della potenza fotovoltaica in fase con la domanda energetica resta il fattore predominante. In conclusione, questo studio conferma il ruolo cruciale del software Building Energy Simulation (BES) nell'ottimizzare la progettazione dei sistemi energetici locali coinvolto in una Comunità Energetica Locale (CER). Questo studio preliminare si concentra sulla massimizzazione dei benefici relativi all'identificazione della configurazione ottimale di produzione-domanda per l'elettricità. In studi successivi, i risultati ottenuti saranno utilizzati per estendere l'analisi a una comunità energetica composta da più utenti pubblici e privati. Questo permetterà di valutare se le osservazioni fatte per un singolo edificio costituiscano una metodologia valida per l'ottimizzazione di una comunità energetica.

7.2 Studio parametrico e analisi tecnico economica di scenari per la progettazione comunità energetiche rinnovabili

Nello studio delle CER comunali, partiamo da una configurazione base in cui si considerano impianti fotovoltaici ed utenze elettriche del comune.

I risultati presentati nei seguenti paragrafi riportano i dati pubblicati nella rivista Sustainability (Clean Energy Management: Emerging Technologies and Mathematical Modeling):1-14, con il titolo “Techno-economic analysis of alternative energy communities scenarios in small mountain localities in South Italy: a case study”.

Nel presente studio, viene proposta e analizzata l'implementazione di una comunità energetica municipale nella piccola cittadina montana di Soveria Mannelli (Sud Italia, 39°05'N, 16°22'E). Il patrimonio edilizio pubblico è stato analizzato per identificare le superfici disponibili per l'installazione di sistemi fotovoltaici (PV) e per valutare domanda di energia elettrica e termica per il riscaldamento negli edifici pubblici. I fabbisogni sono quelli valutati mediante simulazioni dinamiche basate sulla procedura descritta nello standard UNI EN ISO 52016-2 e già presentati nel Paragrafo 5.4. Valutazioni tecniche ed economiche hanno permesso di identificare la migliore soluzione tecnico-economica per il territorio, con l'obiettivo di fornire vantaggi al comune in termini di risparmio energetico e guadagni.

Con l'obiettivo globale di ridurre le emissioni di CO₂ e contrastare il cambiamento climatico molte sono le misure e azioni volte a sostenere la transizione energetica. In questo panorama, il settore edilizio svolge un ruolo importante e le fonti di energia rinnovabile stanno diventando la tecnologia chiave per la transizione verso una società decarbonizzata. Il principale motore per la riduzione delle emissioni di CO₂ degli edifici è la combinazione di misure di efficienza energetica con l'elettrificazione dei consumi energetici degli edifici. Alla luce di questo, i sistemi fotovoltaici e le pompe di calore elettriche sono tecnologie ormai consolidate che consentono di ridurre i consumi di energia primaria negli edifici. Legato alla visione di elettrificazione dei consumi, un concetto interessante e accattivante è rappresentato dalla Comunità Energetiche, che consente a chiunque di produrre, consumare, immagazzinare, vendere e condividere energia elettrica e termica

Diversi sono gli studi che hanno esaminato, già da diversi anni, l'opportunità di estendere il concetto di "edificio a energia zero" alla scala del quartiere, tenendo conto dell'impatto

della forma urbana sui consumi energetici e sulla produzione sul posto di energia rinnovabile [113].

Non solo in Italia, ma in tutta Europa, il fermento e gli studi sull'integrazione del fotovoltaico in contesti di comunità sono tantissimi. Ad esempio, due comunità energetiche fiamminghe ed olandesi sono state seguite da vicino per tre anni, raccogliendo dati durante incontri di progetto e interviste [114]. Sette casi studio in Belgio, Spagna, Paesi Bassi e Grecia, dove è stata applicata l'analisi multi-attore multicriterio (MAMCA), sono stati analizzati [115], trovando che aspetti come la riduzione delle emissioni, la costruzione della comunità, la riduzione dei costi energetici e la stabilità della rete sono stati considerati decisivi. In un altro studio sono stati identificati e analizzati 23 casi studio in tutto il mondo basati sulla loro metodologia di progettazione e focalizzandosi sulle tecnologie sulle misure utilizzate per la riduzione del consumo energetico e la minimizzazione delle emissioni di gas serra (GHG), e sulla generazione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili. Lo studio ha rivelato che tutti gli insediamenti si sono principalmente concentrati sulla generazione di energia sul posto, mentre alcuni di essi hanno considerato anche varie tecniche per ridurre la domanda energetica degli edifici [116].

Anche in Italia gli studi, ma soprattutto gli esempi pratici, sono diversi. Ad esempio, nel 2011 a Inzago, un Comune della provincia di Milano, l'amministrazione comunale volle dare la possibilità a tutti i cittadini di partecipare alla produzione di energia elettrica pulita, rinnovabile e locale. Nasce così il progetto "Adotta un pannello", al fine di metter su il capitale necessario per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico [117]. Ad oggi, a distanza di qualche anno da questi primi passi verso la condivisione dell'energia, sono diverse le realtà di comunità energetica nate e in fase di analisi e sviluppo.

Nello studio qui riportato, si vuole proprio metterle le radici per un futuro sviluppo di una comunità energetica in una delle aree interne del sud.

Per le analisi si è ipotizzato che i generatori degli impianti di climatizzazione degli edifici considerati siano idealmente sostituiti con generatori a pompa di calore aria-acqua con l'obiettivo di rendere gli edifici completamente indipendenti dal gas naturale e ottimizzare l'uso dell'energia prodotta e condivisa all'interno della comunità energetica.

L'analisi del fabbisogno di riscaldamento, valutata per ciascuno degli edifici, ha permesso, in base al carico di progetto, di valutare il fabbisogno elettrico ora per ora così come riportato nel Paragrafo 4.1 attraverso il COP di pompe di calore commerciali.

7.2.1 *Analisi parametrica*

Dopo la valutazione dei bisogni elettrici, sono state identificate 21 analisi parametriche da condurre. I parametri scelti per lo studio parametrico sono la potenza di picco degli impianti fotovoltaici e la capacità delle batterie.

Per la scelta del primo parametro, è stata effettuata un'analisi dei tetti degli edifici selezionati per questa prima analisi della comunità energetica. In un primo momento, sono stati identificati cinque tipi di pannelli fotovoltaici commerciali tra quelli ad alta efficienza e successivamente è stata valutata l'estensione delle falde esposte a sud, ovest ed est, al fine di individuare il pannello le cui dimensioni garantivano la migliore utilizzazione degli spazi disponibili. La Tabella 7.3 mostra le superfici individuate per l'installazione dei moduli fotovoltaici negli edifici considerati. Nel caso dell'ufficio tecnico, è stata considerata solo una parte del tetto per la nuova installazione, poiché la parte restante di circa 121 m² è già occupata da un sistema preesistente e che, comunque, è stato considerato nella configurazione della comunità energetica.

Tabella 7.3 Valutazione della potenza di picco del fotovoltaico installabile

	Area dei tetti [m²]	Moduli [n°]	Potenza di picco totale [kW]
Mensa	230	129	54,18
Scuola media	246	98	41,16
Scuola elementare	122	47	19,74
Ufficio tecnico	43	15	7,05
Comune	280	76	31,92
Palestra scuola elementare	188	72	30,24

Dalle valutazioni fatte sugli spazi disponibili e sulle dimensioni e potenze dei singoli moduli, è stato scelto un modulo fotovoltaico con una potenza di picco di 420 W e la potenza massima installabile risulta essere di 184 kW. Alla luce di ciò, è stato deciso di analizzare 3 casi: il primo caso con una potenza di picco dell'impianto di 100 kW, un altro con una potenza di picco di 150 kW e l'ultimo caso con la potenza massima installabile.

Per quanto riguarda invece l'accumulo elettrico, è stato scelto tra diversi prodotti commerciali per avere tutte le informazioni tecniche necessarie per la simulazione. Il modulo di base scelto per le analisi è di 12,8 kWh e nel primo caso è stata considerata l'aggregazione di cinque moduli base per una capacità di accumulo totale di 64 kWh. Per gli altri sei casi, il sistema di accumulo elettrico è stato incrementato di cinque moduli alla volta, fino a

raggiungere un totale di 35 moduli e una capacità di 448 kWh. Le dimensioni dell'inverter sono state scelte calibrandolo sulla potenza fotovoltaica installata (Tabella 7.4).

Tabella 7.4 Valori considerati per lo studio parametrico

PV moduli [kW]	Capacità della batteria							Inverter [kW]
	[kWh]							
100	64	128	192	256	320	384	448	103
150	64	128	192	256	320	384	448	153
184	64	128	192	256	320	384	448	186

Per la simulazione e la valutazione delle diverse configurazioni, è stato sviluppato un approccio integrato nel software TRNSYS18 (Figura 7.11). Questo software è stato utilizzato per la simulazione energetica ma non include la modellazione urbana. Per questo motivo, è stato utilizzato il Type9c, un lettore di dati che tiene conto dei carichi elettrici precedentemente valutati tramite un file esterno .txt.

Le condizioni climatiche esterne sono state invece integrate attraverso un file meteorologico. I dati climatici utilizzati non sono i dati Meteororm forniti da TRNSYS con il Type15, ma i dati orari forniti dal Comitato Termotecnico Italiano (CTI) e utilizzati anche per la modellazione dinamica secondo la norma ISO 52016. Per completare i dati climatici, per tener conto dei dati solari, è stato utilizzato il Type16a per proiettare la radiazione solare orizzontale sulle superfici inclinate.

All'interno dello schema sono stati considerati due diversi blocchi di impianti fotovoltaici utilizzando il Type103b. Uno di questi è per il sistema fotovoltaico esistente, il secondo rappresenta il sistema fotovoltaico su cui sono state condotte le analisi parametriche. Entrambi riescono a tenere in considerazione la dipendenza del rendimento di conversione elettrico con la temperatura di cella e, conseguentemente, con i dati climatici di contorno al generatore fotovoltaico. L'applicazione dei pannelli PV per il contesto considerato è vantaggiosa, stante le temperature favorevoli dell'aria esterna che consentono ai moduli di disperdere efficacemente il calore accumulato ed allontanando, di fatto, l'effetto deleterio del "Thermal drift".

Il Type48b è stato utilizzato per gestire i carichi elettrici prodotti dagli impianti fotovoltaici, per gestire l'efficienza e per definire la capacità di potenza in uscita dell'inverter. Lo stesso Type ha consentito inoltre di dare la priorità al soddisfacimento dei carichi elettrici, e solo successivamente sfruttare le eccedenze per ricaricare le batterie.

Le simulazioni sono state effettuate con un passo temporale di 1 minuto, ma con il Type24 i risultati sono stati stampati direttamente integrando con cadenza mensile.

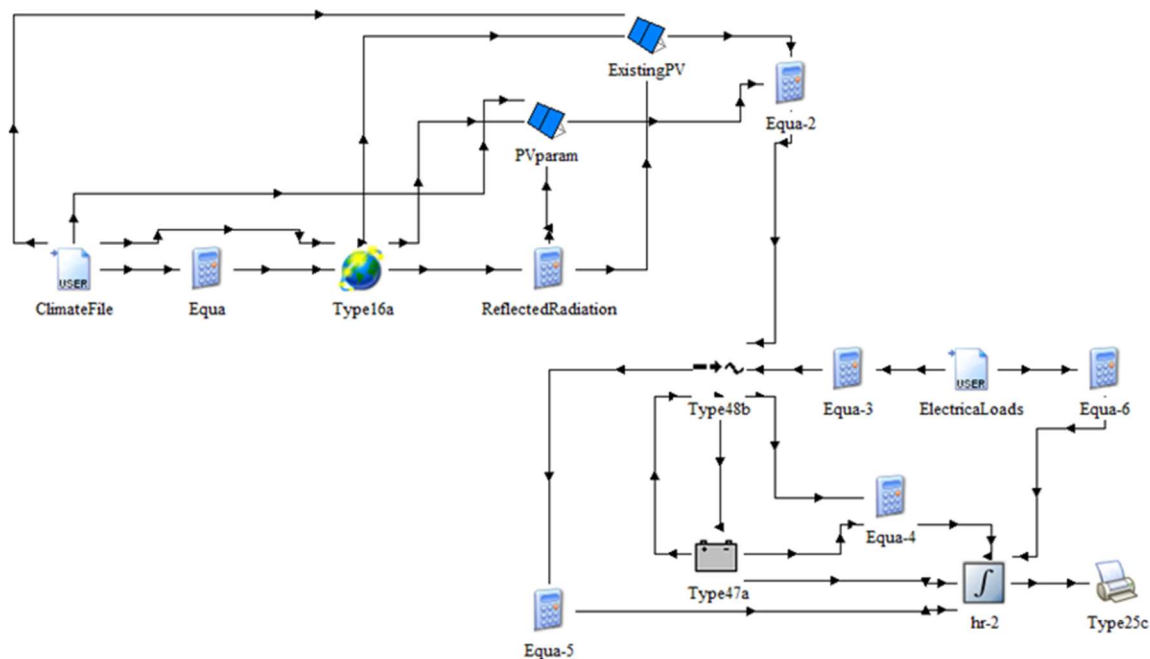


Figura 7.11 Modello TRNSYS per considerare l'interazione tra elettricità prodotta e richiesta

I risultati ottenuti dalla simulazione TRNSYS, e di seguito analizzati, sono stati: la produzione di elettricità da fotovoltaico solare, il suo utilizzo istantaneo per i carichi, quindi la parte autoconsumata, lo stoccaggio del surplus prodotto e la frazione prelevata dalla rete elettrica nazionale.

La Figura 7.12 mostra le percentuali di elettricità autoconsumata, stoccata nell'accumulo o prelevata dalla rete per tre diverse dimensioni di impianti fotovoltaici e sette diverse capacità delle batterie. In particolare, considerando il caso di un impianto fotovoltaico da 100 kW, per qualsiasi capacità della batteria, l'elettricità direttamente consumata dai moduli fotovoltaici ammonta al 48%, mentre l'energia fornita dalla stessa batteria passa dal 9%, nel caso di una capacità di accumulo di 64 kWh, al 24% nel caso di una capacità di 448 kWh. L'energia rimanente viene prelevata dalla rete e ammonta, nel caso peggiore, al 29%. Se la taglia del fotovoltaico viene aumentata a 150 kW, la percentuale di energia proveniente dal fotovoltaico sale al 54%, mostrando un contributo costante per i casi con diverse dimensioni di batterie di accumulo. L'accumulo è in grado di fornire quasi il 28% dell'energia autoconsumata quando si adotta una capacità di 448 kWh.

La quota prelevata dalla rete varia invece dal 35% al 18% nel caso più favorevole. Quando invece viene installata la massima potenza di picco degli impianti fotovoltaici (184 kW), anche se l'energia elettrica consumata direttamente aumenta di soli tre punti percentuali (raggiungendo il 57%), si può apprezzare una maggiore riduzione della quota prelevata dalla rete che scende al 13% grazie alla presenza delle batterie. Come previsto, lo scenario che vede l'installazione di 184 kWp di impianto fotovoltaico, fornisce la maggior quantità di energia alla comunità grazie all'accumulo, la cui quota varia dall'11% al 30% con l'aumentare della capacità di accumulo. Anche se un contributo crescente della batteria è apprezzabile con una maggiore capacità di accumulo, va notato i costi elevati da sostenere per le batterie non sono giustificabili con i benefici di circa l'1-2% già visibili nel passaggio da una batteria da 348 kWh a una da 448 kWh.

Indicatori essenziali per la valutazione delle prestazioni di una CER. Sono così definiti.

- Indice di autoconsumo fisico [%]: è il rapporto tra l'energia autoconsumata dalle utenze elettriche collegate allo stesso POD con la rete pubblica dell'impianto fotovoltaico e l'energia prodotta da quest'ultimo

- Indice di autoconsumo virtuale [%]: è il rapporto tra l'energia condivisa nella comunità e l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico

- Indice di autoconsumo totale [%]: dato dal rapporto tra tutta l'energia autoconsumata (dato dalla somma di autoconsumo fisico ed autoconsumo virtuale) ed energia elettrica prodotta dagli impianti facenti parte della comunità.

- Indice di autosufficienza energetica [%]: dato dal rapporto tra tutta l'energia autoconsumata (dato dalla somma di autoconsumo fisico ed autoconsumo virtuale) e consumo elettrico dei membri (sia prosumer che consumer) presenti all'interno della comunità

e rappresentano KPIs (Key performance Indicators) utili per la valorizzazione del ritorno economico-finanziario di una comunità energetica rinnovabile.

L'indice di autoconsumo fisico e l'indice di autoconsumo virtuale non è stato possibile calcolarli per l'impostazione iniziale data alle simulazioni. Infatti, sia i fabbisogni che l'impianto sono stati implementati e calcolati come unici blocchi, cioè non è stato simulato ogni edificio della CER come entità a sé stante con il proprio impianto. Inoltre, la presenza di accumuli elettrici, simulati anch'essi come unico sistema appartenente alla CER, complica ancora di più le valutazioni in merito a questi due indicatori.

L'indice di autoconsumo totale e l'indice di autosufficienza energetica sono stati invece valutati per tutti i 21 scenari dell'analisi parametrica e sono riportati in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

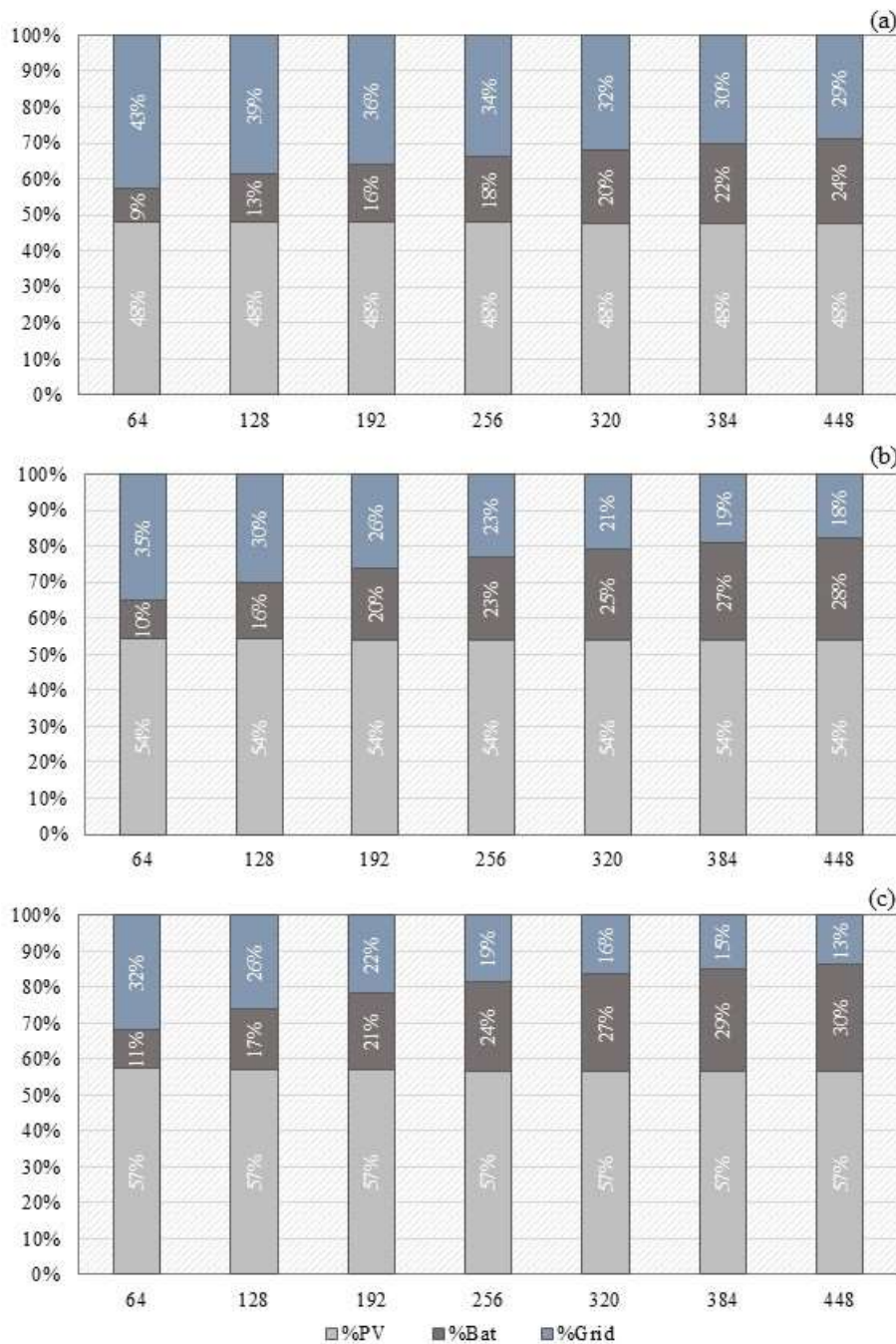


Figura 7.12 Valutazione dell'influenza percentuale dell'accumulo al variare della potenza dell'impianto fotovoltaico: a) 100 kWp; b) 150 kWp; c) 184 kWp

Dalle immagini è possibile vedere come l'indice di autosufficienza energetica aumenta sia con l'aumentare della potenza dell'impianto che all'aumentare della capacità dell'accumulo elettrico, garantendo un'autosufficienza pari ad 86% nella configurazione migliore e comunque mai inferiore al 57%. Nonostante ciò, anche il valore dell'indicatore di autosufficienza energetica mostra incrementi trascurabili a partire da capacità di accumulo a partire da 320 kWh.

L'indice di autoconsumo totale mostra invece che gli impianti e l'accumulo sono di dimensioni maggiorate rispetto ai fabbisogni della piccola comunità analizzati o che i carichi non sono allineati con la produzione del fotovoltaico. L'autoconsumo raggiunge il 20% nel caso di impianto PV da 100 kW e aumenta all'aumentare della batteria di accumulo, mentre diminuisce all'aumentare della potenza dell'impianto fotovoltaico.

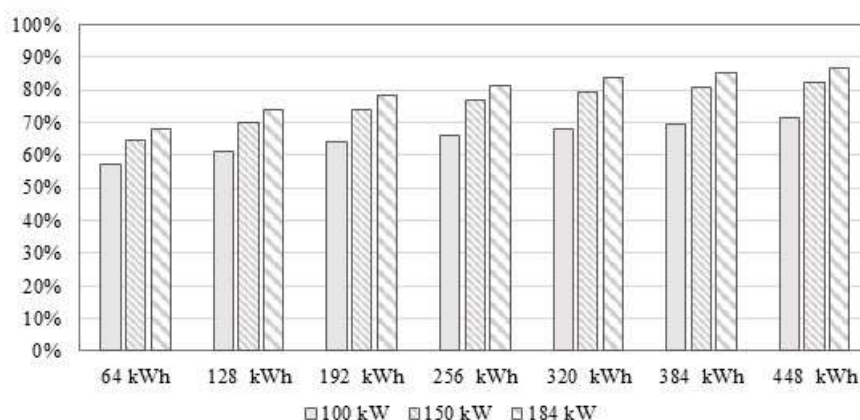


Figura 7.13 Indice di autosufficienza energetica

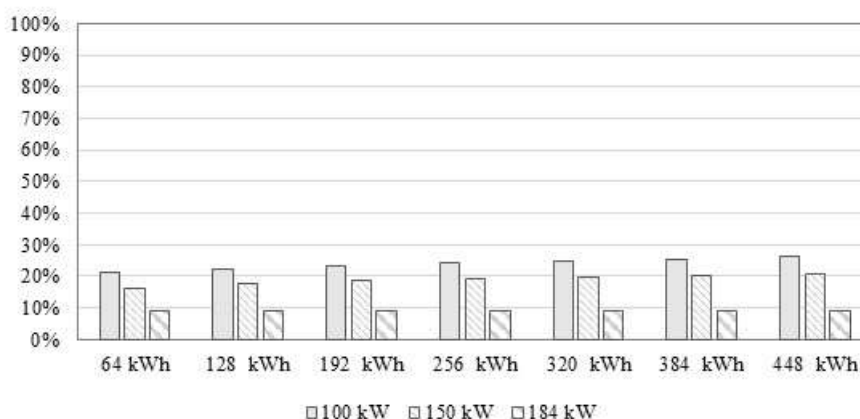


Figura 7.14 Indice di autoconsumo totale

7.2.2 Benefici ambientali e riduzione di CO₂

L'implementazione di una comunità energetica offre ulteriori benefici, oltre al risparmio sul consumo di elettricità. Uno dei più importanti è il beneficio ambientale dovuto alla riduzione delle emissioni di CO₂.

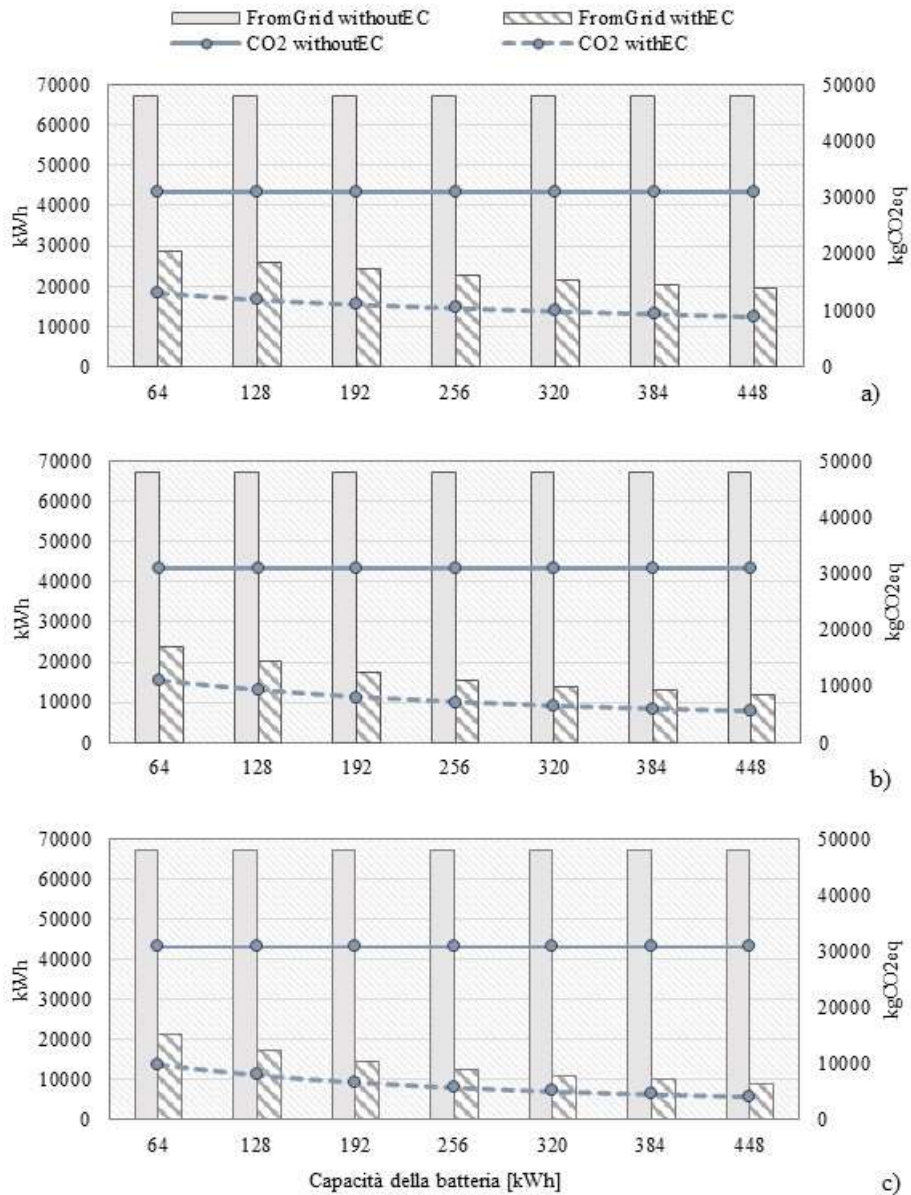


Figura 7.15 Valutazione della CO₂ equivalente prima e dopo la creazione della comunità energetica, in relazione alle diverse dimensioni dell'impianto fotovoltaico e della capacità di accumulo elettrico [a) 100 kWp; b) 150 kWp; c) 184 kW]

Per la valutazione del CO₂ è stato utilizzato il fattore di 0,46 kgCO₂eq/kWh. definito dall'ISPRA¹² nei suoi rapporti sui fattori di emissione atmosferica di CO₂ e altri gas serra nel settore dell'elettricità.

La Figura 7.15 mostra l'andamento della produzione equivalente di CO₂ nella configurazione attuale, dove gli edifici considerati dallo studio non attingono a energia elettrica da fonti rinnovabili, e dopo l'implementazione della comunità energetica.

A causa della drastica riduzione dell'energia prelevata dalla rete, le emissioni di CO₂ vengono ridotte considerevolmente e, inoltre, la riduzione aumenta con la dimensione delle batterie. Nella configurazione attuale, il Comune di Soveria Mannelli contribuisce con circa 30.919,6 kg_{eq} all'anno. Tale valore diminuisce considerevolmente dopo l'implementazione della comunità energetica raggiungendo il minimo in corrispondenza della maggiore capacità delle batterie installate con emissioni pari a 8.896,91 kg_{eq} di CO₂ per la potenza di picco del fotovoltaico di 100 kW e 4.170,4 kg_{eq} per il caso che prevede l'installazione di 184 kWp di impianto fotovoltaico. Il massimo risparmio di CO₂ raggiungibile ammonta a 26.749,3 kg_{eq} con una riduzione dell'86,5%.

7.2.3 *Analisi economica*

I sistemi solari sono spesso caratterizzati da bassi costi operativi ma alti costi di investimento iniziale. Per questo motivo, il dimensionamento di un sistema solare richiede metodi di valutazione economica e ottimizzazione, specialmente nei casi in cui sono coinvolte potenze installate molto elevate.

Tabella 7.5 Indici finanziari

Tasso di inflazione del costo dell'energia	e	0,27
Tasso di sconto del cliente	d	0,04
Tasso generale di inflazione	g	0,08
Costo iniziale	I ₀	
Ricavi	R _k	
Costi	C _k	

Secondo le stime sui dati economici attuali, gli indici “e, d, g” sono stati considerati con i valori riportati nella Tabella 7.5 insieme alla definizione degli altri termini presenti nella relazione del VAN. Questi valori, al momento della stesura dell'articolo, erano aggiornati ai valori più recenti disponibili, e per valutare i costi, considerando tutti i servizi necessari per

¹² Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

l'installazione degli impianti, sono stati utilizzati i valori riportati dai Prezzari Regione Calabria 2022 [118] e i prezzi commerciali medi. Per la valutazione del costo iniziale I_0 , è stato considerato un valore di 1.190 €/kW per i moduli fotovoltaici, 1.000 €/kW per l'inverter e 586,11 €/kW per l'accumulo elettrico. In questa analisi non è stato considerato alcun sconto dei prezzi da listino per tenere in considerazione eventuali sostegni finanziari. La manutenzione è stata invece considerata con una percentuale annuale del 2,5% del costo totale iniziale.

Al decimo anno della vita utile dell'impianto, è stato inoltre considerato il costo della sostituzione totale dell'inverter e delle batterie come la letteratura tecnica suggerisce per questi componenti.

I ricavi considerati non sono aggiornati in quanto si riferiscono ad una valutazione fatta prima dell'entrata in vigore del nuovo decreto regolante le tariffe incentivanti. Per tale motivo, alla fine del paragrafo la stessa analisi è condotta utilizzando tariffe ed indici aggiornati. I premi tariffari previsti per l'energia condivisa e i ricavi dall'energia immessa in rete riportati nelle norme tecniche per l'accesso alla valorizzazione e all'incentivazione dell'elettricità condivisa da parte del Gestore dei Servizi Energetici Italiani (GSE). Come tariffa premio è stato considerato il valore di 110 €/MWh sull'energia condivisa nella comunità, fissato dall'ente nazionale competente per 20 anni. Altri 9 €/MWh sono considerati per potenziare i benefici apportati al sistema, anch'essi fissati per 20 anni. È stato considerato infine un ricavo di 0,07 €/kWh per l'energia immessa in rete, quest'ultimo variabile in base alla tendenza del prezzo nazionale dell'energia (Tabella 7.6).

Tabella 7.6 Sintesi dei costi e dei ricavi delle comunità energetiche

Costi			Ricavi		
I_0	Moduli PV	1.190	€/kW	Energia elettrica non prelevata da rete	0,40 €/kWh
	Inverter	1.000	€/kW	Comunità Energetica	119 €/MWh
	Accumulo	586	€/kWh	Scambio sul posto	0,07 €/kWh
	Manutenzione	2.5% di I_0			

Infine, la quota più importante in un contesto di comunità energetica, è il ricavo ottenuto considerando tutta l'energia elettrica che non viene prelevata dalla rete anche grazie ai sistemi di stoccaggio elettrico. Per considerare questa componente, è stato utilizzato un costo energetico medio di 0,40 €/kWh e si riferisce al costo riportato dall'Autorità di regolamentazione per l'energia, le reti e l'ambiente (ARERA).

Trascurando la mancanza di finanziamenti per l'installazione iniziale dell'impianto (incentivi in conto capitale), è stato determinato il tempo di recupero nel caso peggiore. Nonostante ciò, esistono diversi piani di sostegno per i piccoli comuni per la creazione di comunità energetiche che potrebbero migliorare l'analisi economica, tra cui quella per gli impianti di produzione ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti. Per questi casi è previsto un contributo in conto capitale, pari al 40% del costo dell'investimento, finanziato attraverso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che però prevederebbe la riduzione percentuale della tariffa incentivata.

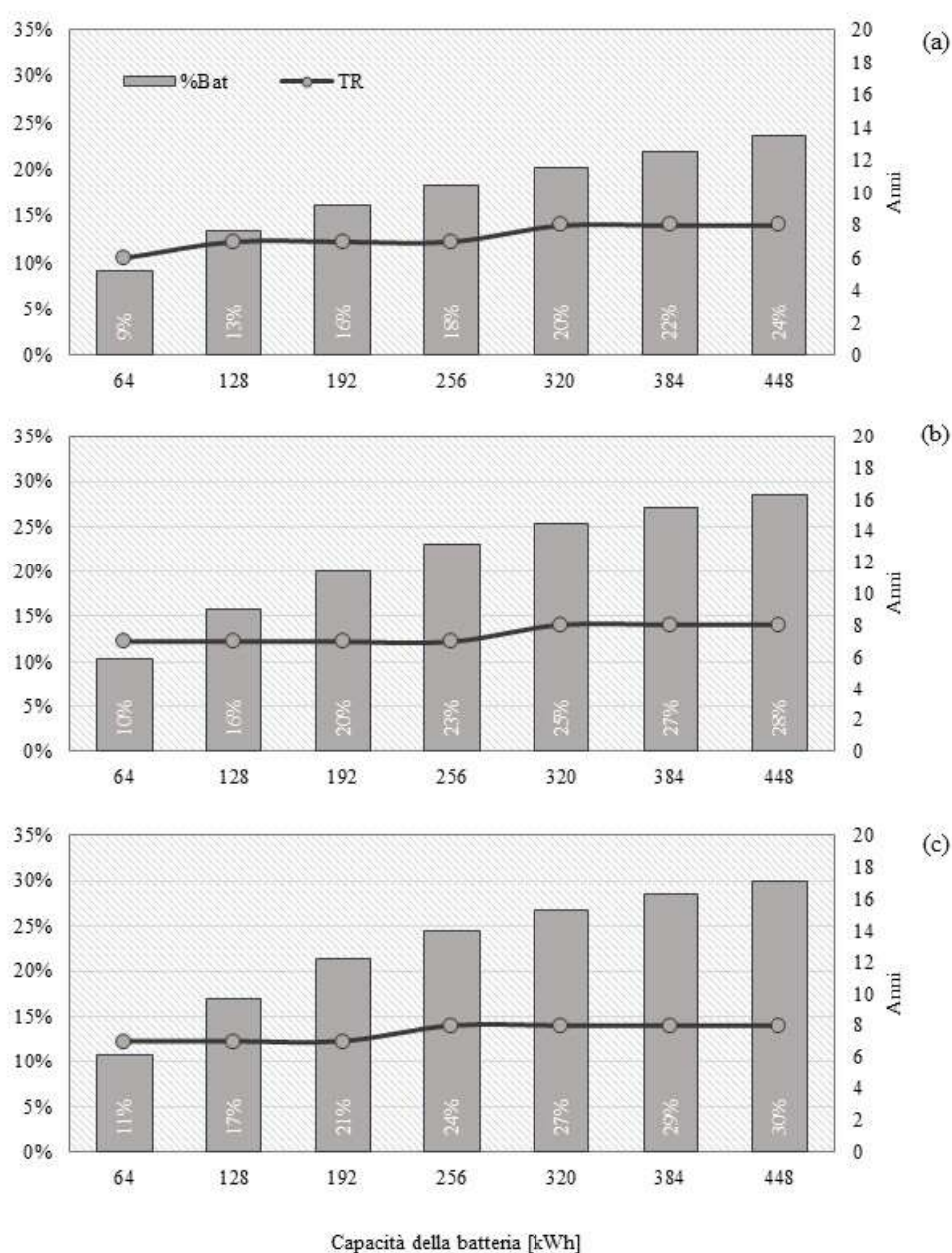


Figura 7.16 Tempo di ritorno TR in relazione all'aumento della capacità della batteria e alla percentuale di contributo alla comunità energetica [a) 100 kWp; b) 150 kWp; c) 184 kW]

Lo studio qui condotto è antecedente l'uscita delle ultime regole GSE del 2024 e del decreto CER; quindi, le valutazioni sugli incentivi alle comunità energetiche rinnovabili potrebbero non risultare aggiornate.

Le analisi tecniche ed economiche sono state effettuate su 20 anni secondo le attuali disposizioni in termini di tariffe premio emanate dal GSE.

L'analisi economica ha valutato la redditività di ogni scenario e i risultati sono riportati nella Figura 7.16 dove il payback scontato è riportato in funzione delle diverse capacità delle batterie per le tre diverse potenze di picco del fotovoltaico. Si può apprezzare che per qualsiasi dimensione dell'impianto fotovoltaico e dell'accumulo, il payback non supera mai gli 8 anni ed è comunque compreso in un periodo di 6-8 anni.

È anche interessante osservare come per qualsiasi dimensione del fotovoltaico, le dimensioni delle batterie più grandi producano quasi lo stesso risultato in termini di tempo di ritorno; quindi, l'impiego di batterie con capacità superiore a 320 kWh non è raccomandato al fine di una gestione ottimale delle spese.

Infine, il VAN per ciascun caso considerato è riportato nella Figura 7.17. Il costo di investimento iniziale aumenta con la dimensione dell'impianto fotovoltaico, tuttavia, la maggiore produzione e l'autoconsumo producono i valori di VAN più elevati per l'impianto da 184 kWp.

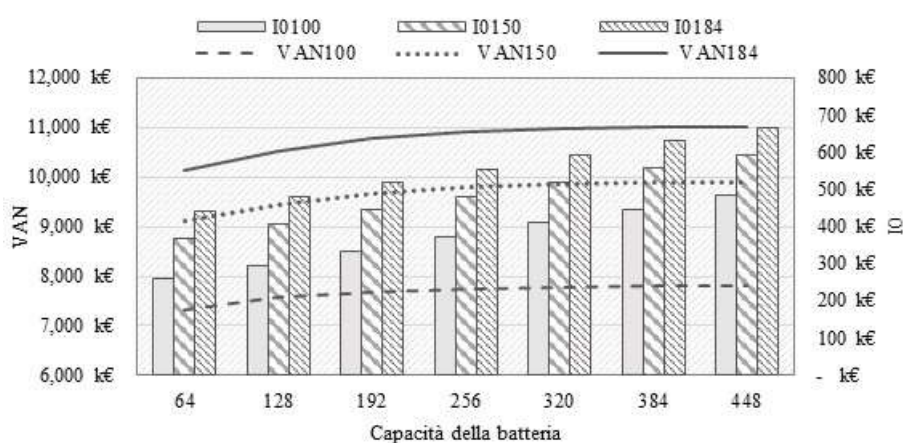


Figura 7.17 VAN a 20 anni e costo iniziale I0 dell'impianto fotovoltaico

È interessante notare che per l'impianto da 100 kWp, la curva del VAN mostra un andamento quasi piatto dopo una capacità della batteria pari a 128 kWh, indicando che, da un punto di vista economico, un ulteriore aumento delle dimensioni dell'accumulo non garantisce guadagni economici. Passando da 384 kWh a 448 kWh, il VAN passa da 7.803

k€ a 7.819 k€. Quando si aumenta la taglia del fotovoltaico, la soglia dopo la quale la curva del VAN tende a diventare piatta si sposta verso capacità di batteria più elevate, e per i 184 kWp sembra essere 256 kWh. Infatti, le ultime tre dimensioni della batteria forniscono un VAN pari a 10.980 k€, 10.996 k€ e 10.994 k€ rispettivamente.

In conclusione, con questo studio si è analizzata un'applicazione reale di una comunità energetica rinnovabile pianificata nella Città di Soveria Mannelli, per cui si è ipotizzato che i generatori dei sistemi di condizionamento dell'aria degli edifici considerati siano idealmente sostituiti con pompe di calore elettriche aria-acqua combinata con a supporto impianti fotovoltaici e accumuli elettrici per il surplus prodotto. L'obiettivo è ottimizzare l'uso dell'energia prodotta e condivisa all'interno della comunità energetica individuando 21 combinazioni parametriche da analizzare.

Tra tutti gli scenari è stato rilevato un ruolo importante della batteria, che ovviamente aumenta all'aumentare della sua capacità di stoccaggio. Con una dimensione della batteria di 448 kWh, è stata osservata una riduzione fino al 30% dell'energia prelevata dalla rete, in relazione anche alle dimensioni degli impianti fotovoltaici.

A causa della drastica riduzione dell'energia prelevata dalla rete, si riducono considerevolmente anche le emissioni di CO₂.

L'analisi economica effettuata ha mostrato che, per qualsiasi capacità di fotovoltaico e stoccaggio, il periodo di recupero scontato è più che accettabile, pari a 8 anni nel peggiore scenario e comunque sempre compreso nell'intervallo di 6-8 anni.

È interessante osservare anche come, per qualsiasi dimensione del fotovoltaico, le ultime tre capacità delle batterie mostrino quasi lo stesso periodo di recupero; quindi, non è raccomandato l'uso di una capacità della batteria superiore a 320 kWh.

I risultati di questa indagine indicano che la comunità energetica rinnovabile può ridurre significativamente i costi energetici annuali per il comune e contemporaneamente limitare le emissioni di CO₂. Nonostante ciò, è necessario identificare una dimensione ottimale delle tecnologie in gioco in quanto CER molto piccole (più precisamente con una quantità bassa di energia incentivata), possono risultare poco vantaggiose, mentre l'effetto di aggregazione di impianti di buona taglia e profili di consumo che massimizzano l'energia incentivabile portando ad una convenienza significativa.

7.3 Analisi economica aggiornata alle disposizioni del Decreto CER

Nel seguente paragrafo vengono ripresi alcuni casi parametrici considerati nel precedente studio e vengono analizzati alla luce dei più recenti aggiornamenti in merito ai benefici economici legati alle Comunità energetiche rinnovabili.

Rispetto al caso studio precedente vengono considerate due configurazioni: la prima in cui è prevista l'installazione di un impianto fotovoltaico da 184 kW con sistemi di accumulo elettrico per una capacità di 64 kWh; in una seconda configurazione viene invece considerato lo stesso impianto fotovoltaico ma la massima taglia analizzata per le batterie, pari a 448 kWh (Tabella 7.7).

Tabella 7.7 Casi analizzati rispetto a quelli considerati nello studio precedente

	PV [kW]	Bat [kWh]
Caso 1	184	64
Caso 2	184	448

Anche in questo caso, l'analisi economica è stata effettuata utilizzando metodi attualizzanti che riportano tutti gli importi nello stesso istante temporale. Il metodo utilizzato per valutare l'investimento è stato quindi basato sul calcolo del Valore Attuale Netto (VAN), pari alla somma dei flussi di cassa netti scontati diminuiti del valore dell'investimento iniziale.

Sono stati considerati gli indici finanziari di sconto delle somme future utilizzando il tasso di sconto del cliente "d", i ricavi legati al tasso di inflazione energetica "e" e i costi legati al tasso di inflazione generale "g". Per quanto riguarda il tasso di sconto del cliente è stato fissato ad un valore pari a 0,045 ovvero pari al massimo interesse sicuro ottenibile con un investimento alternativo; il tasso di inflazione generale è invece stato quantificato, in relazione agli attuali andamenti di mercato, pari a 0,08. Per quanto riguarda invece il tasso di inflazione dell'energia, sono stati considerati due scenari: il primo in cui viene considerato pari al tasso di inflazione generale, un secondo caso in cui gli viene attribuito un valore pari a 0,15, per tenere in considerazione la volatilità dei prezzi energetici legati alle recenti tensioni internazionali (guerra Russa-Ucraina, scontri in medio-oriente, tensioni nel Mar Rosso).

In Tabella 7.8 vengono indicati gli indici economici utilizzati per lo studio.

I ricavi considerati per lo studio sono stati la somma delle diverse componenti discusse nel Paragrafo 4.5 e di seguito ne vengono descritte le specifiche.

Tabella 7.8 Indici economici usati per lo studio

		Caso 1	Caso 2
Tasso di inflazione del costo dell'energia	e	0,08	0,15
Tasso di sconto del cliente	d	0,045	0,045
Tasso generale di inflazione	g	0,08	0,08

La tariffa incentivante riconosciuta dal GSE per l'energia autoconsumata è costituita da una componente fissa e una variabile. La componente fissa diminuisce all'aumentare della potenza dell'impianto, mentre la componente variabile oscilla tra 0 e 40 euro per MWh, in base al prezzo di mercato dell'energia. Nel caso in esame, la tariffa incentivante prevista per gli impianti con potenza inferiore a 200 kW è pari a 80 €/MWh. Per considerare la componente variabile si sono analizzati entrambi i casi, calcolando il VAN sia con il contributo minimo che con quello massimo della quota variabile dell'incentivo legato al prezzo zonale dell'energia in modo da valutare come questa quota variabile influisce nelle valutazioni economiche.

Il corrispettivo di valorizzazione varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA per l'energia elettrica condivisa ed è stata quantificata per questo studio pari a 8,48 €/MWh.

Il contributo in conto capitale del PNRR copre invece il 40% delle spese sostenute per la realizzazione degli impianti FER, con limiti e massimali definiti in base alla potenza dell'impianto, che nel caso in esame è pari a 1.200 €/kW per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW. A questo valore viene aggiunta l'IVA pari al 10%.

In relazione alla possibilità di accedere al finanziamento in conto capitale sono stati analizzati due scenari: il primo considera il finanziamento, andando a ridurre proporzionalmente la tariffa incentivante in funzione della percentuale di cofinanziamento in riferimento al costo specifico dell'impianto, nel secondo caso si prevede la rinuncia al contributo iniziale ma si accede alla totalità della tariffa incentivante per i 20 anni consentiti. È stato considerato inoltre il ricavo legato all'energia non consumata ed immessa in rete, variabile in base alla tendenza del prezzo nazionale dell'energia per il ritiro dedicato e per questo studio fissato pari a 0,0464 €/kWh [119].

Infine, la quota più importante in un contesto di comunità energetica, è il ricavo ottenuto considerando tutta l'energia elettrica che non viene prelevata dalla rete anche grazie ai sistemi di stoccaggio elettrico. Per considerare questa componente è stato utilizzato un costo

energetico medio di 0,25 €/kWh e si riferisce al costo riportato dall'Autorità di Regolamentazione per l'energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA) sul mercato libero.

Le analisi tecniche ed economiche sono state effettuate su 20 anni secondo le attuali disposizioni in termini di tariffe premio emanate dal GSE.

In Tabella 7.9 vengono riportati i ricavi considerati nell'analisi economica.

Tabella 7.9 Ricavi utilizzati nella definizione del VAN

	MIN 80 €/MWh
	MAX 120 €/MWh
Tariffa incentivante GSE	Decurtati dell'eventuale % in relazione alla % di cofinanziamento se si accede al conto capitale
Corrispettivo di valorizzazione ARERA	8,48 €/MWh
Contributo in conto capitale	1.200 €/kW
Energia immessa in rete;	0,0464 €/kWh
Energia non prelevata dalla rete	0,25 €/kWh

Le analisi tecniche ed economiche sono state effettuate su 20 anni secondo le attuali disposizioni in termini di tariffe premio emanate dal GSE.

I costi sostenuti, con riferimento all'Equazione 4.1, si distinguono in investimenti iniziali (I_0) e costi di esercizio (C_k), con k anno di riferimento delle valutazioni del flusso di cassa.

Per la valutazione del costo iniziale I_0 , è stato considerato un valore di 1.500 €/kW per i moduli fotovoltaici, realizzati a regola d'arte e con inverter incluso, e 600 €/kWh per l'accumulo elettrico, valori ricavati dai prezzari regionali e da indagini di mercato. I costi di manutenzione sono stati invece considerati pari ad una percentuale annuale di 0,5% del costo totale dell'investimento iniziale.

Un'ulteriore variabile confluita nella valutazione economica è stata il costo per la sostituzione dell'accumulo elettrico al decimo anno di vita dell'impianto, come suggerito da letteratura tecnica.

In Tabella 7.10 sono schematizzati tutti i casi studio considerati nella seguente analisi economica.

In Figura 7.18 vengono analizzati gli scenari che non prevedono la sostituzione dell'accumulo elettrico in relazione al VAN ottenibile al ventesimo anno e al Tempo di ritorno dell'investimento. Questo scenario è stato analizzato solo a fini scientifici, in quanto da un punto di vista tecnico la non sostituzione della batteria non è considerabile come scenario plausibile.

Capitolo 7. CER e Autoconsumo: il Solare Fotovoltaico

Tabella 7.10 Casi studio presi in considerazione nell'analisi economica

Senza sostituzione di batteria al 10°anno					Con sostituzione di batteria al 10°anno				
		Conto Capitale	g	e			Conto Capitale	g	e
184 kW - 448 kWh	CC _{g=e}	Si	0,08	0,08	184 kW - 448 kWh	CC _{g=e}	Si	0,08	0,08
	CC _{g≠e}	Si	0,08	0,15		CC _{g≠e}	Si	0,08	0,15
	noCC _{g=e}	No	0,08	0,08		noCC _{g=e}	No	0,08	0,08
	noCC _{g≠e}	No	0,08	0,15		noCC _{g≠e}	No	0,08	0,15
184 kW - 64 kWh	CC _{g=e}	Si	0,08	0,08	184 kW - 64 kWh	CC _{g=e}	Si	0,08	0,08
	CC _{g≠e}	Si	0,08	0,15		CC _{g≠e}	Si	0,08	0,15
	noCC _{g=e}	No	0,08	0,08		noCC _{g=e}	No	0,08	0,08
	noCC _{g≠e}	No	0,08	0,15		noCC _{g≠e}	No	0,08	0,15

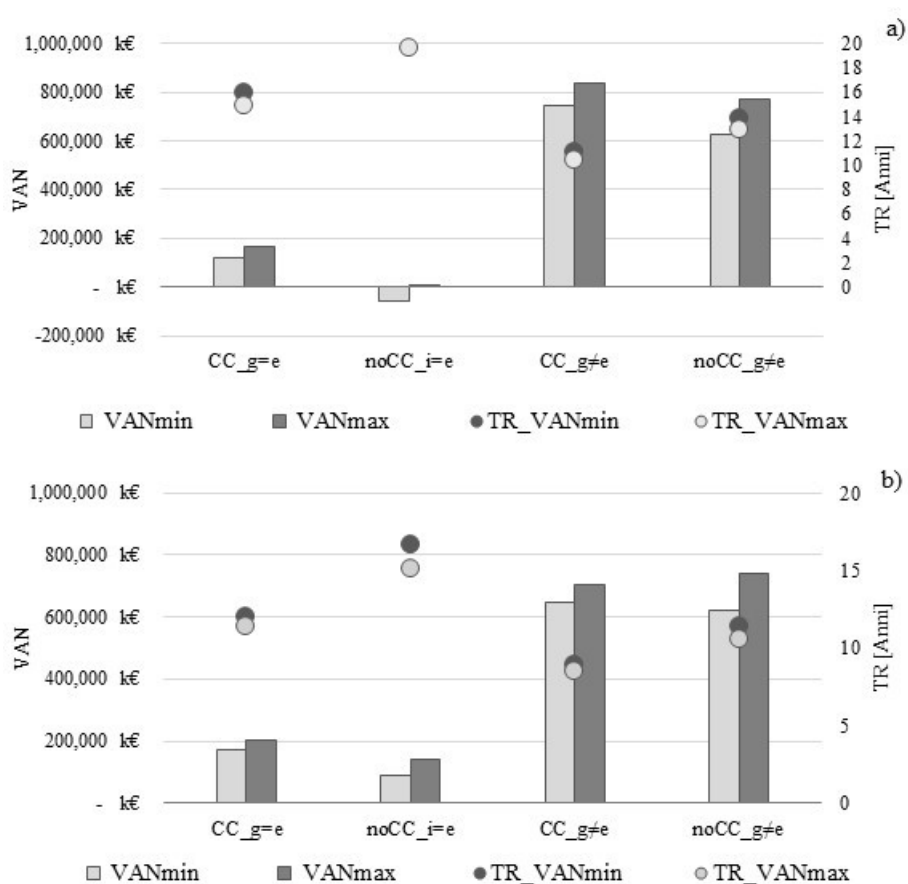


Figura 7.18 Valore Attuale Netto (VAN) al ventesimo anno e Tempo di Ritorno (TR) dell'investimento nei casi con batteria da 448 kWh (a) e da 64 kWh (b) e che non prevedono la sostituzione di batteria.

Per tutti i casi analizzati, la differenza rilevabile tra i casi in cui si considera una tariffa incentivante GSE minima e la massima, è in media pari al 16% raggiungendo la differenza minima del 7% nei casi in cui si considera il ricorso al Conto Capitale e un sistema di accumulo pari a 64 kWh.

Già in questo primo caso è comunque evidente come il ricorso al conto capitale risulta più conveniente in ognuna delle configurazioni studiate. La tariffa incentivante, infatti, è troppo esigua per cui anche se viene decurtata prevale l'effetto positivo legato alla diminuzione dell'investimento iniziale.

In Figura 7.21 vengono invece analizzati tutti i casi relativi agli scenari che prevedono la sostituzione dell'accumulo elettrico al decimo anno. In Figura 7.21a è riportata l'analisi relativa ad un impianto fotovoltaico da 184 kW e accumulo da 448 kWh. È evidente come sia facendo ricorso al Conto Capitale e sia non usufruendone, con un tasso di inflazione dell'energia pari a 0,8, il VAN al ventesimo anno risulta negativo in entrambi i casi, con un valore di -436.275 € nello scenario peggiore. Riscontro favorevole è invece ottenibile nel caso in cui il tasso di inflazione dell'energia viene considerato pari a 0,15 ottenendo dei tempi di ritorno variabili dai 15 ai 18 anni. In questo caso il VAN al ventesimo anno presenta valori minimi di 244.958 € e 364.262 € rispettivamente nei casi di ricorso al conto capitale o di incentivo completo nei 20 anni.

La differenza più significativi ai fini di una reale applicazione per un piccolo comune, è quella per cui l'utilizzo del contributo in conto capitale risulta maggiormente vantaggioso. Considerando infatti lo scenario con tariffa incentivante pari ad 80 €/MWh il tempo di ritorno dell'investimento risulta pari a 16,5 anni contro i 18 anni in caso di rinuncia al contributo sull'investimento iniziale, con un Valore Attualizzato Netto al ventesimo anno di 364.262,50 € nel primo caso e di 244.958,09 € nel secondo.

In Figura 7.21 è riportata l'analisi relativa ad un impianto fotovoltaico da 184 kW e accumulo da 64 kWh.

Nella definizione del costo iniziale dell'investimento, l'accumulo rappresenta ad oggi una componente rilevante. In Figura 7.19 e Figura 7.20 è riportato il peso percentuale delle batterie sul costo iniziale dell'investimento. L'incidenza è pari al 49% nel caso di accumulo con capacità pari a 488 kWh e scende al 12% nel caso di batteria da 64 kWh. Inevitabilmente questo influisce sui tempi di ritorno e sul Valore Attualizzato Netto al ventesimo anno.

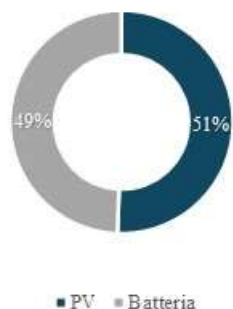


Figura 7.19 Peso del costo della batteria sul totale nello scenario di un impianto da 184 kWp con 488 kWh di sistema di accumulo elettrico

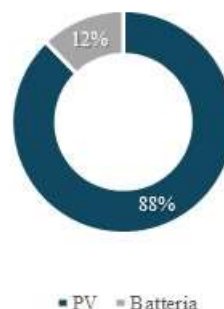


Figura 7.20 Peso del costo della batteria sul totale nello scenario di un impianto da 184 kWp con 64 kWh di sistema di accumulo elettrico

In Figura 7.21b è evidente come l'installazione di sistemi di accumulo più piccoli garantisca dei tempi di ritorno entro i 20 anni in tutti i casi analizzati. Anche in questo scenario, i casi in cui si fa ricorso al conto capitale risultano quelli più vantaggiosi.

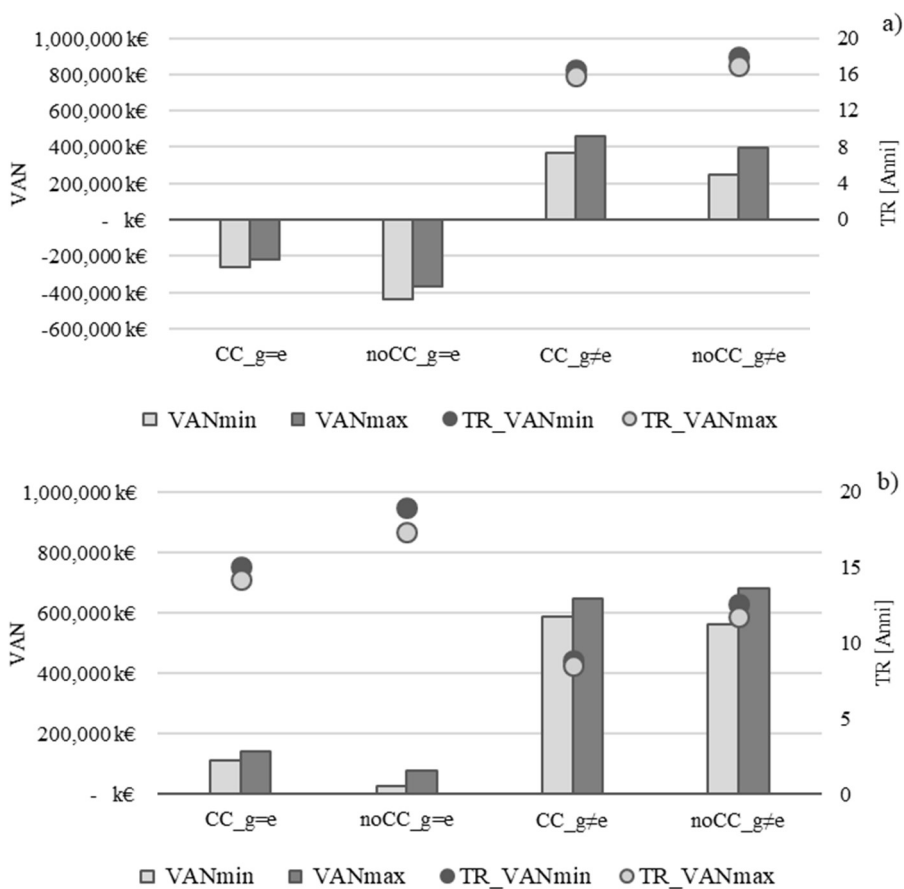


Figura 7.21 Valore Attuale Netto (VAN) al ventesimo anno e Tempo di Ritorno (TR) dell'investimento nei casi con batteria da 448 kWh (a) e da 64 kWh (b) e che prevedono la sostituzione di batteria al decimo anno.

Considerando un tasso di inflazione dell'energia pari a 0,08 e ricorrendo al contributo in conto capitale, il VAN al ventesimo anno raggiunge valori di circa 140.343 € con la tariffa incentivante massima, contro i 79.632 € ottenibili nel caso in cui si percepisca il 100% della tariffa incentivante del GSE.

Situazione migliore è riscontrabile con un tasso dell'inflazione dell'energia pari a 0,15, che permette di avere tempi di ritorno di poco più di otto anni nel caso di utilizzo del contributo per la spesa iniziale e dodici e mezzo anni nel caso di ricorso al contributo per l'energia autoconsumata in 20 anni. Il VAN a queste condizioni raggiunge quasi 700.000 € nel migliore degli scenari.

In Figura 7.22 sono riportati i grafici del VAN in funzione dei 20 anni nel caso di impianto fotovoltaico da 184 kW e sostituzione batteria al 10° anno, considerando entrambi gli scenari, con e senza contributo in conto capitale.

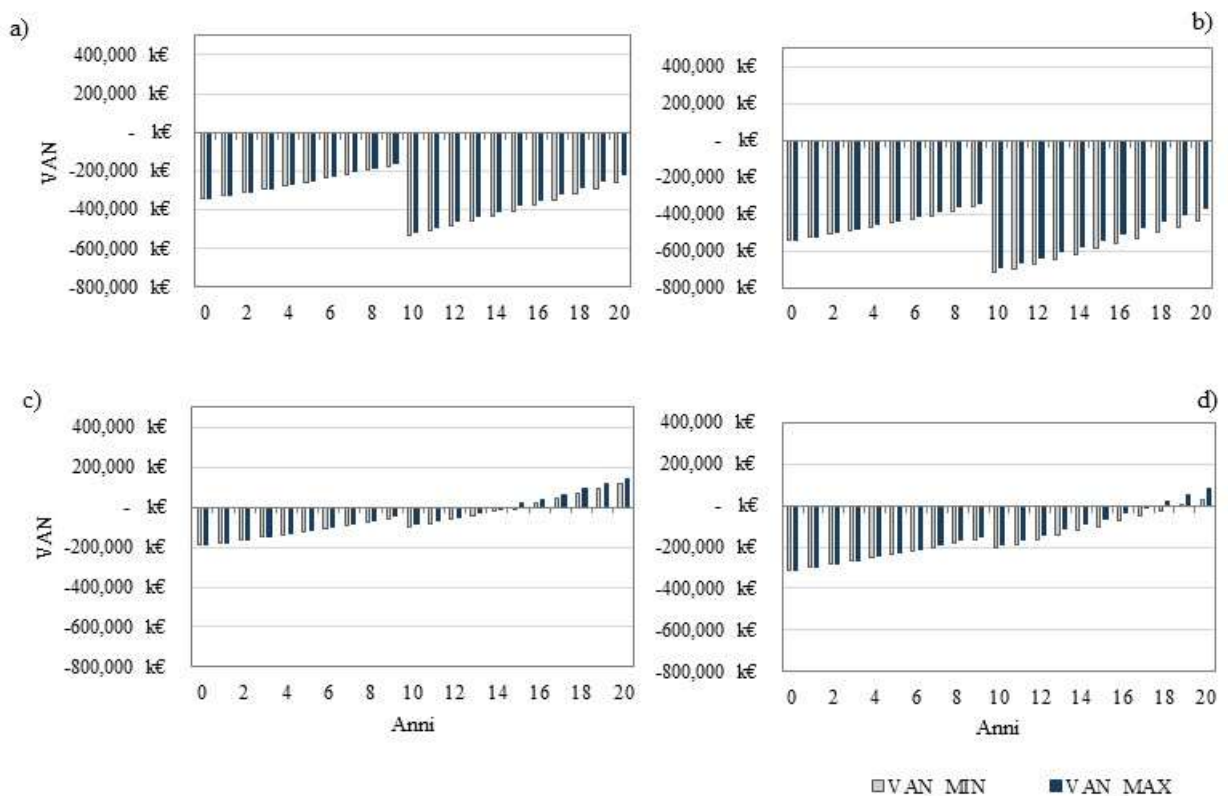


Figura 7.22 Valore Attuale Netto (VAN) in funzione degli anni nel caso di impianto fotovoltaico da 184 kW e sostituzione batteria al 10° anno. Sostituzione accumulo elettrico da 448 kWh con contributo in Conto Capitale (a) e senza contributo in Conto Capitale (b). Sostituzione accumulo elettrico da 64 kWh con contributo in Conto Capitale (c) e senza contributo in Conto Capitale (d).

I casi analizzati sono: con sostituzione accumulo elettrico da 448 kWh e contributo in Conto Capitale (a) e senza contributo in Conto Capitale (b). Con sostituzione accumulo

elettrico da 64 kWh e contribuito in Conto Capitale (c) e senza contributo in Conto Capitale (d). Nel primo e secondo caso non si registra un ritorno dell'investimento nei 20 anni, soprattutto a causa della sostituzione delle batterie di accumulo al decimo anno. Nei casi (c) e (d) è invece registrabile un ritorno dell'investimento, nel caso a) intorno al quindicesimo anno e nel caso d) intorno al diciottesimo.

Le analisi fin ora condotte sono del tutto indicative, in quanto prezzi e indici attualizzanti sono variabili nel tempo, oltre a tutta una serie di altri fattori non prevedibili in maniera accurata. Nonostante ciò, si voleva dare un'indicazione di massima sulle possibilità che i nuovi strumenti possono offrire ai piccoli comuni, valutando i diversi scenari e le loro ricadute pratiche.

Capitolo 8

CER e Autoconsumo: Energia dalla Biomassa

L'idea da cui si è partiti per la stesura del capitolo che seguirà, è quella che fonda le proprie radici nel concetto di Genius loci: integrare le attività dell'uomo con l'ambiente, senza comprometterlo o violarlo, ma piuttosto custodendolo e prendendosene cura.

Nelle analisi che seguiranno ci si discosterà da concetto di Comunità energetica rinnovabile legato ad impianti fotovoltaici andando a valorizzare le risorse rinnovabili che il territorio di Soveria mannelli offre: la biomassa. A partire dalla sfera energetica, è così possibile immaginare che la condivisione si estenda anche al vettore termico.

Se l'idea è l'attivazione di filiere delle energie rinnovabili e la ricollocazione degli enti locali al centro delle strategie di sviluppo, fare comunità energetica deve mirare alla valorizzazione dei fattori tipologici, ambientali, morfologici e storici, che nel loro insieme caratterizzano un luogo andando ad incentivare la crescita sociale.

8.1 La cogenerazione e le comunità energetiche

L'uso esclusivo del sistema fotovoltaico rappresenta un limite nella visione della comunità energetica poiché l'utilizzo di questa sola tecnologia non potenzia la vocazione del territorio. Includere nell'analisi diversi tipi di sistemi rinnovabili, come la biomassa presente in grandi quantità nelle aree montane, permette quindi non solo di ridurre le emissioni di CO₂, ma di aumentare anche l'indipendenza energetica delle comunità locali.

Diversi sono gli esempi virtuosi in Italia e in Europa che, sfruttando la biomassa (legno, scarti agricoli, ecc.) per alimentare impianti di cogenerazione che producono simultaneamente elettricità e calore, migliorano l'efficienza energetica complessiva.

La Cooperativa Elettrica Storica di Prato allo Stelvio è un esempio notevole di comunità energetica rinnovabile che utilizza sistemi di cogenerazione. Fondata nel 1926, la cooperativa ha sviluppato un sistema energetico avanzato e sostenibile per la comunità locale situata in Alto Adige, Italia. La cooperativa utilizza un impianto di cogenerazione che combina produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili. L'impianto di Prato allo Stelvio utilizza biomassa legnosa proveniente dalle foreste locali, garantendo un ciclo chiuso e sostenibile di produzione energetica. Oltre alla cogenerazione a biomassa, la cooperativa integra energia solare e idroelettrica. Le centrali idroelettriche sfruttano i corsi d'acqua della zona montuosa, mentre i pannelli solari installati sui tetti degli edifici contribuiscono alla produzione di energia pulita. Grazie a questo sistema, Prato allo Stelvio è in grado di soddisfare gran parte del suo fabbisogno energetico in modo autonomo e sostenibile. La combinazione di diverse fonti rinnovabili e l'uso della cogenerazione riducono le emissioni di CO₂ e migliorano la sicurezza energetica della comunità. Inoltre, la cooperativa offre tariffe energetiche vantaggiose ai residenti, promuovendo al contempo l'occupazione locale attraverso la gestione sostenibile delle risorse forestali.

Il modello di Prato allo Stelvio rappresenta un esempio virtuoso di come le comunità locali possano diventare autosufficienti dal punto di vista energetico utilizzando risorse rinnovabili. Questo approccio non solo riduce l'impatto ambientale, ma rafforza anche la coesione sociale e l'economia locale.

Un altro esempio è la comunità energetica di Tirano, situata in Lombardia, che utilizza un impianto di cogenerazione a biomassa che sfrutta residui forestali locali. L'impianto produce sia elettricità che calore che vengono distribuiti ad edifici pubblici e residenziali.

Questo sistema ha permesso di ridurre significativamente le emissioni di CO₂ e di abbattere i costi energetici per gli abitanti.

In Trentino-Alto Adige, per la Comunità Energetica di Cavalese, viene utilizzato un impianto di cogenerazione a biomassa che sfrutta i residui di lavorazione del legno delle numerose segherie locali, promuovendo così anche l'economia circolare.

In Europa, Jühnde è la prima bio-energy village in Germania, dove la biomassa viene utilizzata per alimentare un impianto di cogenerazione che fornisce energia elettrica e calore agli edifici della comunità. Questo progetto ha migliorato l'efficienza energetica e ha ridotto le emissioni di CO₂, dimostrando i vantaggi della cooperazione comunitaria nell'ambito energetico.

La città di Güssing in Austria è diventata un altro esempio di eccellenza nell'uso della biomassa per la produzione di energia. Un impianto di gassificazione della biomassa genera elettricità e calore per la comunità locale permettendo alla città di diventare autosufficiente dal punto di vista energetico e di creare numerosi posti di lavoro.

In Galizia invece, l'ecoquartiere di Allariz ha sviluppato una comunità energetica che utilizza un impianto di cogenerazione a biomassa che impiega pellet di legno e altri residui agricoli. L'energia termica prodotta viene utilizzata per il riscaldamento domestico e l'acqua calda sanitaria, migliorando l'efficienza energetica complessiva del quartiere.

I sistemi di cogenerazione in queste comunità includono tipicamente impianti di gassificazione in cui la biomassa viene convertita in gas di sintesi utilizzato per alimentare motori o turbine per la produzione combinata di elettricità e calore. Anche gli impianti a Ciclo Rankine Organico (ORC) utilizzano la biomassa per produrre vapore che aziona una turbina collegata a un generatore elettrico. Il calore residuo del processo viene utilizzato per il riscaldamento.

Gli impianti studiati ai fini dello studio qui riportato, per l'implementazione di sistemi di cogenerazione per una comunità energetica alimentata a biomassa nel comune di Soveria Mannelli, sono stati due: Il primo in cui il motore primo è costituito da una turbina a gas e nel secondo in cui è costituito da un motore a combustione interna. In entrambi i casi l'obiettivo è sfruttare l'enorme quantità di biomassa presente sul territorio, già analizzata nel Capitolo 6.

L'analisi condotta e riportata nel Paragrafo 5.4 ha riguardato la valutazione della domanda elettriche e termiche nel settore edilizio oggetto di studio. In Figura 8.1 vengono mostrati i fabbisogni termici ed elettrici annuali stimati.

Questi comprendono il riscaldamento, l'illuminazione e le attrezzature, ed è evidente che la domanda termica supera di gran lunga la domanda elettrica. In particolare, il fabbisogno termico totale annuo ammonta a 131.121,32 kWh, mentre la domanda di energia elettrica è ipotizzata pari a 24.963,07 kWh.

Per questo motivo, sulla scia delle analisi condotte nel Paragrafo 4.4, si è scelto di condurre delle valutazioni per cui la modalità di funzionamento del sistema di cogenerazione è quella dell'inseguimento termico, andando quindi a dare priorità al soddisfacimento dei carichi legati principalmente al riscaldamento degli ambienti. Questa modalità verrà gestita nelle simulazioni tramite controlli differenziali a partire dalle temperature dei serbatoi di accumulo termico per fornire l'input di accensione al cogeneratore.

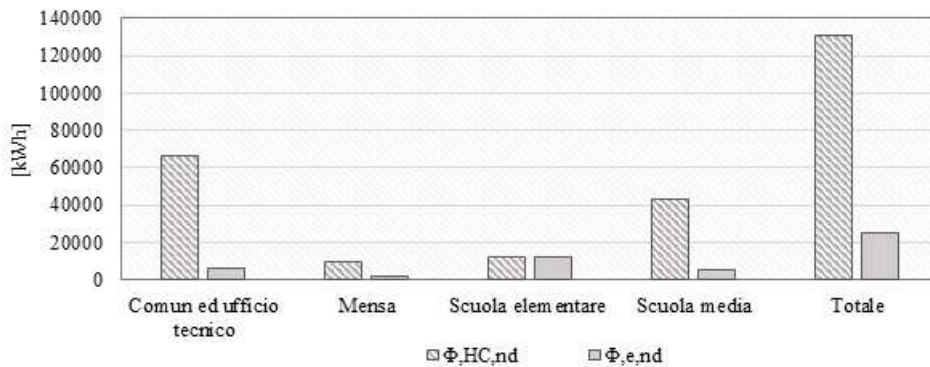


Figura 8.1 Fabbisogni annuali termici ($\phi_{HC,nd}$) ed elettrici ($\phi_{e,nd}$)

Per quanto riguarda invece il periodo di utilizzo del sistema di cogenerazione è stato scelto di mantenerlo attivo solo nel periodo in cui è prevista l'accensione dei sistemi di riscaldamento. Il loro utilizzo è vincolato a direttive statali che ne stabiliscono la data di accensione e spegnimento, oltre al numero di ore giornaliere massime di utilizzo e ai gradi da impostare. Questi vincoli hanno l'obiettivo di contenere i consumi di gas e, al contempo, di ridurre il più possibile l'impatto ambientale derivato dall'uso dei riscaldamenti domestici che, inevitabilmente, vanno a incidere sulla qualità dell'aria che respiriamo.

Il territorio italiano è suddiviso in sei zone climatiche che variano in funzione dei gradi-giorno indipendentemente dall'ubicazione geografica e il comune di Soveria Mannelli, con 2.374 gradi-giorno, ricade in una zona climatica E. Il periodo di accensione degli impianti termici consentito per i comuni ricadenti in questa zona climatica va dal 15 ottobre al 15 aprile con 14 ore giornaliere di funzionamento, salvo ampliamenti disposti dai Sindaci.

In Tabella 8.1 vengono riportati i valori dei fattori di conversione in energia primaria, utilizzati ai fini di questa trattazione e definiti in accordo alle specifiche riportate nel Paragrafo 4.4, andando ad utilizzare i fattori relativi all'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, minieolico e mini-idraulico anche per quella prodotta da cogenerazione.

Tabella 8.1 Fattori di conversione in energia primaria rinnovabile e non rinnovabile riportati del Decreto Requisiti Minimi del 26 giugno 2015

	fp,nren	fp,ren
Gas naturale	1,05	0,00
Biomassa gassosa	0,40	0,60
Energia elettrica da rete	1,95	0,47
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico, minieolico e mini-idraulico	0,00	1,00

Introdurre l'utilizzo di biomassa o suoi derivati contribuisce in maniera decisiva a tagliare le emissioni. Nell'analizzare l'impatto ambientale della produzione di energia tramite Syngas, derivato dalla gassificazione della biomassa, è necessario considerare tre aspetti principali: le emissioni prodotte durante il processo di gassificazione, i residui generati da tale processo e le emissioni prodotte dai motori utilizzati per la cogenerazione. L'impatto ambientale della combustione della biomassa è considerato neutro, in quanto restituisce all'atmosfera la stessa quantità di CO₂ assorbita dalle piante durante la fotosintesi, senza aggravare l'effetto serra. Inoltre, la combustione della biomassa presenta un basso contenuto di zolfo; pertanto, non contribuisce al fenomeno delle piogge acide. Il char residuale ottenuto può essere riutilizzato in vari ambiti e la cenere prodotta dalla combustione è completamente biologica e può essere utilizzata come ammendante del suolo, ove consentito dalle autorità locali. Da studi di letteratura viene riportato che si produce circa 1 grammo di cenere per ogni kWh di energia elettrica generato.

I fattori di emissione di CO₂ per i diversi combustibili sono valori standard utilizzati per quantificare le emissioni di anidride carbonica associate alla produzione di energia. Questi fattori sono generalmente espressi in chilogrammi di CO₂ emessi per unità di energia prodotta o per unità di massa o volume del combustibile. Le emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione di biocombustibili come il legno e il biogas sono spesso considerate neutre dal punto di vista del carbonio, poiché il carbonio rilasciato durante la combustione è stato precedentemente assorbito dalle piante durante la fotosintesi. Tuttavia, l'analisi deve tener conto delle emissioni totali del ciclo di vita, inclusi produzione, trasporto e lavorazione. In generale, i fattori di emissioni sono spesso riportati da istituzioni come l'Intergovernmental

Panel on Climate Change (IPCC), l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) e altre agenzie governative e organizzazioni internazionali, che forniscono linee guida e report aggiornati per la quantificazione delle emissioni.

In questo studio i valori utilizzati per la quantificazione delle emissioni CO₂, riportati in Tabella 8.2, sono quelli ad oggi divulgati dal GSE ed ENEA e che vengono utilizzati in tutti i programmi di analisi energetica certificati dal Comitato Termotecnico Italiano (CTI).

Tabella 8.2 Fattori di emissione di CO₂ equivalente per i diversi combustibili utilizzati

Gas naturale	0,21	kg CO ₂ /kWh
Biomassa gassosa	0,11	kg CO ₂ /kWh
Energia elettrica	0,46	kg CO ₂ /kWh

8.2 Cogenerazione con turbina a gas

La turbina a gas è una macchina motrice rotante, a combustione interna o esterna, che sfrutta l'espansione di un gas ad elevate temperatura e pressione per fornire energia meccanica. Si presta bene alle applicazioni cogenerative e, sebbene non raggiunga rendimenti paragonabili agli impianti a vapore o con motori Diesel, presentano alcuni vantaggi non trascurabili che le fanno preferire per soddisfare carichi di punta. Tra i vantaggi citabili ci sono i costi di investimento relativamente bassi e la grande rapidità di avviamento, affidabilità, durata e ridotta manutenzione. Per contro si hanno difetti quali basso rendimento elettrico ed elevate emissioni acustiche. In merito a quest'ultimo punto, la gestione delle emissioni sonore può essere risolta mediante la realizzazione di cabine aphone. L'efficacia di tali interventi è facilitata dal fatto che le emissioni sonore di una turbina avvengono a frequenze medio alte che sono le più semplici da neutralizzare [120].

Nelle turbine a gas si usa il ciclo Joule-Bryton, riportato in Figura 8.2 nella sua configurazione ideale, aperto non rigenerato, nel piano T-S (Temperatura - Entropia). Questo è formato da quattro fasi:

- 1-2 compressione isoentropica dove l'aria esterna entra in un compressore di tipo rotativo, alimentato direttamente dalla turbina, che ne aumenta la pressione;
- 2-3 combustione isobara (riscaldamento);
- 3-4 espansione isoentropica, dove il lavoro dalla turbina viene fornito in parte al compressore e in parte all'alternatore per la produzione elettrica;
- 4-1 fase isobara di scarico dei gas nell'atmosfera.

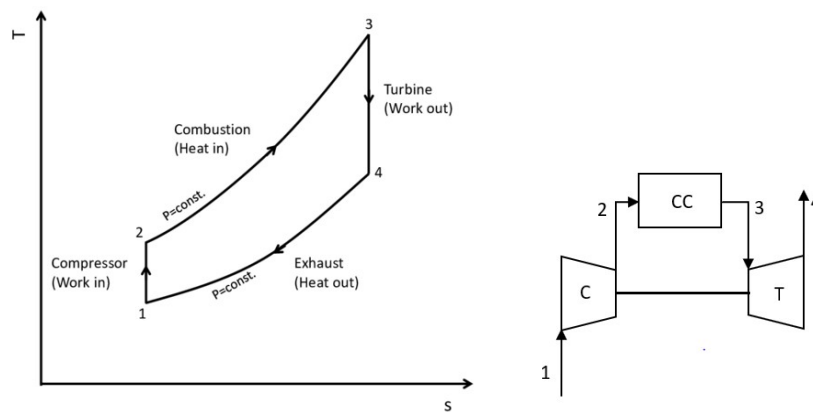


Figura 8.2 Ciclo ideale di Joule-Bryton per un motore a turbina a gas

In Figura 8.3 sono mostrati in maniera schematica i componenti di una turbina con ciclo aperto Joule-Bryton in assetto cogenerativo. Con questa tipologia di schema, l'aria comburente preventivamente compressa, viene inviata alla camera di combustione in cui viene iniettato il combustibile. Il fluido in uscita dalla turbina presenta ancora un'alta temperatura (350-500 °C) e se recuperato consente di soddisfare anche utenze con fabbisogni elevati.

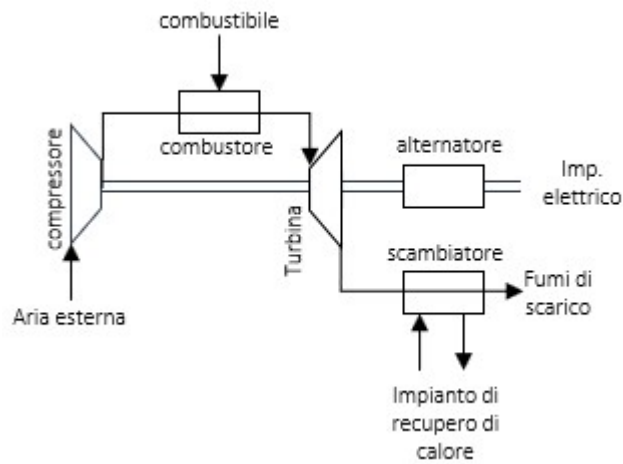


Figura 8.3 Schema di turbina a gas in assetto cogenerativo [121]

I principali componenti di un turbogas, attraversati in successione dal fluido allo stato gassoso sono:

- il compressore (C);
- la camera di combustione (CC);
- la turbina (T).

A questi componenti si aggiunge, nel caso di impiego per fini cogenerativi, anche:

- un generatore o alternatore per produrre energia elettrica accoppiato alla turbina;
- un recuperatore di calore (heat recovery boiler - HRB), che riscalda il fluido da inviare all'utenza termica.

Il funzionamento si basa sull'aspirazione dell'aria a pressione e temperatura atmosferica per essere compressa, con conseguente innalzamento dei relativi valori. L'aria compressa viene poi immessa nella camera di combustione dove, a combustione avvenuta, il gas si trova ad elevate temperature e miscelandosi con l'aria non necessaria alla combustione stessa, ne riduce la temperatura (tra 800 e 1.200°C). In queste condizioni l'aria entra all'interno della turbina in cui viene espansa fino a pressione atmosferica per essere poi scaricata all'esterno. Durante la fase di espansione viene ceduta energia utile sia per alimentare il compressore sia per azionare un alternatore e produrre energia elettrica. Dal momento che la temperatura dei gas scaricati è ancora elevata, questo calore, invece di essere dissipato, si può sfruttare mediante una caldaia a recupero per fini termici come ad esempio per applicazioni industriali, ospedaliere o anche di teleriscaldamento per utenze domestiche.

I rendimenti elettrici di questo tipo di sistema vanno dal 25% al 35%, comunque più bassi rispetto sia ai cicli a vapore che ai motori endotermici. Normalmente si fa funzionare la turbina a carico elettrico più possibile costante, a causa delle perdite di rendimento in parzializzazione. In alcuni casi, se la potenza termica fornita non è sufficiente per gli utilizzi, è possibile installare un post-combustore a monte dello scambiatore.

8.2.1 Modellazione del sistema con motore primo turbogas

In Figura 8.4 è riportato lo schema sviluppato in TRNSYS Simulation Studio per l'analisi e il dimensionamento di un sistema di cogenerazione alimentato a biomassa e in cui il generatore di calore è costituito da una turbina a gas. Il sistema impianto studiato può essere suddiviso in diversi sottosistemi interconnessi tra di loro. Le connessioni tra i diversi sistemi, e tra i diversi componenti di ogni sistema, possono essere così schematizzate:

- Connessioni relative all'andamento del fluido termovettore aria;
- Connessioni relative all'andamento del fluido termovettore acqua;
- Connessioni relative ai controlli di gestione del sistema;
- Connessioni di gestione dei fabbisogni termici.

Tabella 8.3 Connessioni tra gli elementi dello schema impianto

	Aria a Temperatura ambiente
	Aria riscaldata
	Acqua di ritorno
	Acqua di mandata
	Acqua di ricircolo
	Controlli
	Gestione fabbisogni termici dell'utenza

I sottosistemi individuabili sono invece:

- sottosistema di generazione di calore ed elettricità,
- sottosistema di centrale con recupero del calore;
- sottosistema di utenza.

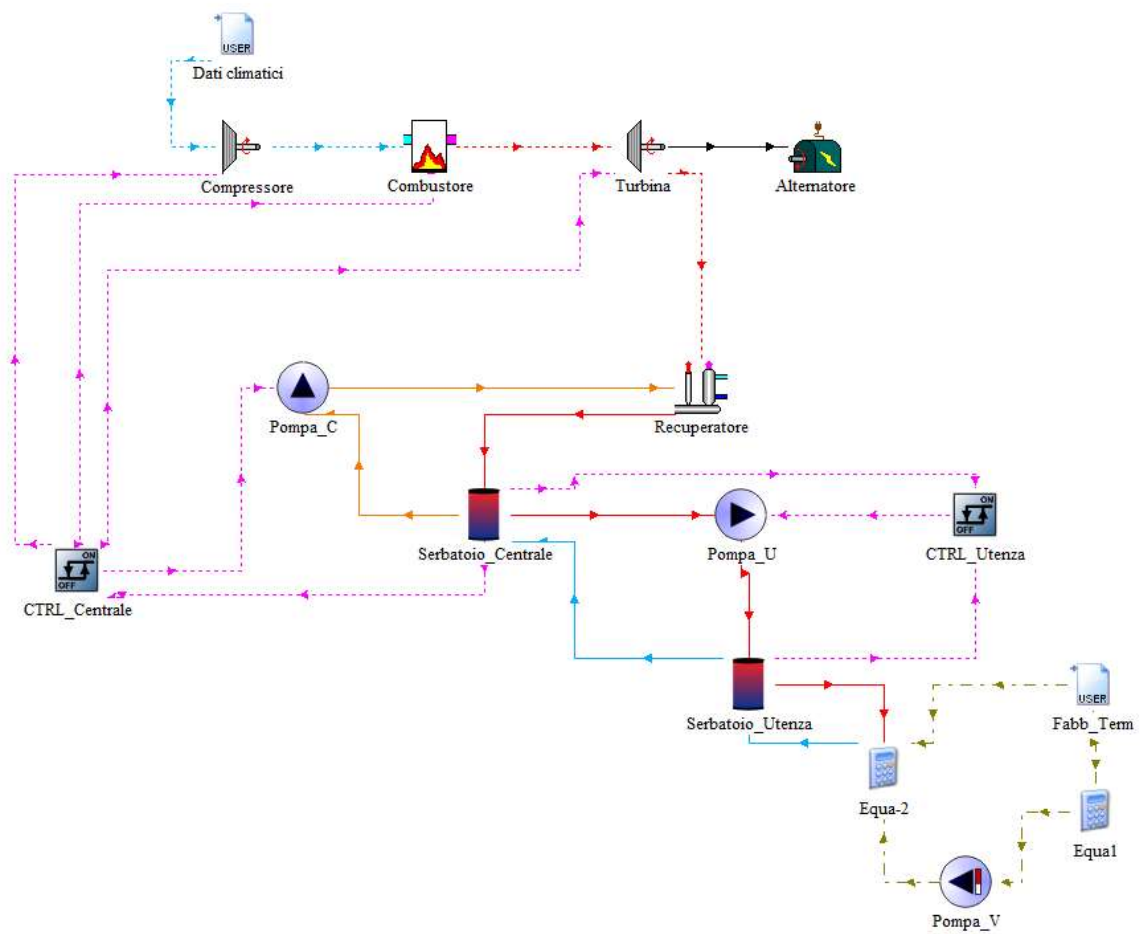


Figura 8.4 Schema di cogenerazione a biomassa con turbina a gas

Il primo sottosistema (Figura 8.5) analizzato è costituito dall'unità di cogenerazione formata da tutti i componenti necessari per generare calore ed elettricità, tra i quali il gruppo turbogas collegato all'alternatore.

Il gruppo turbogas è realizzato attraverso i Types 630, 633 e 634. Il primo permette di modellare un compressore d'aria in cui è possibile specificare le condizioni dell'aria in ingresso, la pressione in uscita desiderata e l'efficienza desiderata.

Il Type valuterà la potenza necessaria e le condizioni di uscita dell'aria presupponendo che il gas si comporti come un gas ideale con proprietà costanti medie. Proprio attraverso le relazioni sui gas ideali viene inizialmente individuata la temperatura ideale in uscita per poi correggerla in base all'efficienza fornita dall'utente.

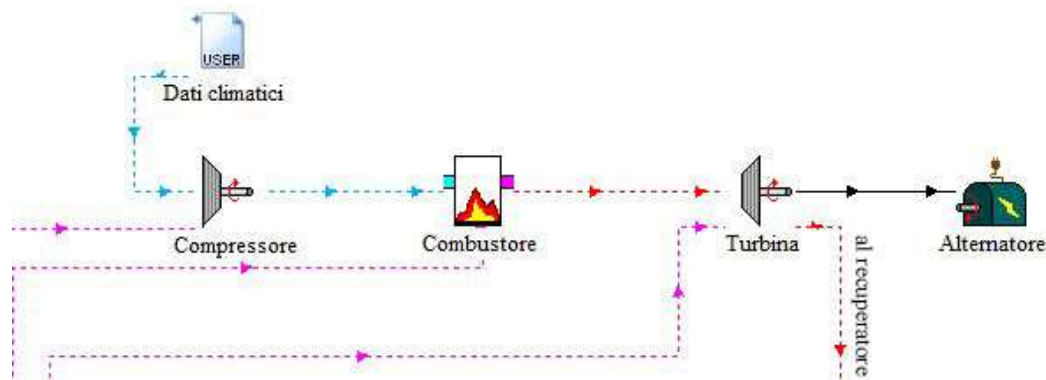


Figura 8.5 Sottosistema 1: cogenerazione dello schema con turbogas

Il calore specifico medio del flusso d'aria è calcolato da una correlazione integrata basata sulle temperature di ingresso e di uscita del flusso d'aria. Una volta nota la temperatura di uscita, è possibile trovare la potenza necessaria al suo funzionamento. I valori di input forniti sono quelli dell'aria in ingresso, considerata a pressione atmosferica e a temperatura esterna, fornitagli tramite un Data Reader. I dati climatici orari considerati sono quelli relativi al comune di Soveria Mannelli forniti, con opportune correzioni, dalla norma UNI 10349-1 che riporta i dati climatici convenzionali medi mensili del territorio italiano per le valutazioni delle prestazioni termo-energetiche degli edifici.

Per quanto riguarda l'efficienza, come riportato da fonti del settore, è stata imposta con un valore medio di 0,8. I valori di temperatura, pressione e portata d'aria ottenuti dal processo di compressione, vengono forniti in input al Type633. Con questo componente è possibile modellare il combustore, per cui è stata definita un'efficienza pari a 0,9. Anche in questo caso si presuppone che l'aria si comporti come un gas ideale con proprietà costanti

medie. La temperatura di uscita dal combustore viene impostata sulla temperatura nominale desiderata nel caso in cui non viene superata la capacità della macchina. Se la capacità della macchina viene raggiunta, il dispositivo funziona alla sua capacità nominale e viene ricalcolata la temperatura di uscita risultante. Parametro fondamentale è la potenza massima del generatore in kJ/hr fissata per questo studio pari a 400 kW. I valori di output principali sono pressione, temperatura e portata dell'aria in uscita dal dispositivo di combustione. Questi valori sono quindi dati di input del Type634 con cui è possibile modellare la turbina vera e propria. Per questo componente è stata fissata un'efficienza pari a 0,6. Il Type restituisce in output, oltre alle condizioni della portata d'aria, la quantità di energia prodotta quando l'aria si espande dalla pressione di ingresso alla pressione di uscita specificata. Infine, il generatore elettrico viene modellato con il Type599 che simula un alternatore che crea energia elettrica dal movimento rotatorio dell'albero. L'efficienza del dispositivo viene letta da un file di dati in funzione del carico istantaneo. Il modello utilizza la potenza dell'alternatore, definita dall'utente, e la potenza dell'albero proveniente dalla turbina e calcola la potenza parziale del generatore tramite il rapporto di carico parziale (PLR) dall'Equazione 8.1.

$$PLR = \frac{\dot{P}_{input}}{CAP} \quad 8.1$$

L'efficienza è poi definita in funzione di questo rapporto di carico parziale.

I dati di ottenibili sono la potenza elettrica in output definita come:

$$\dot{P}_{output} = \eta \cdot \dot{P}_{input} \quad 8.2$$

e le perdite termiche del generatore

$$\dot{Q}_{thermal} = (1 - \eta) \cdot \dot{P}_{input} \quad 8.3$$

In Tabella 8.4 sono riportate le caratteristiche di efficienza e potenza nominale assunte per i componenti del cogeneratore.

Il secondo sottosistema (Figura 8.6) è quello di recupero di calore e accumulo di centrale. Dal cogeneratore, e precisamente dalla turbina, l'aria calda viene indirizzata al generatore di

tecnica da rilasciare nel momento in cui è richiesta dalle utenze per soddisfare il fabbisogno termico di riscaldamento.

Le correnti di flusso in ingresso e in uscita dal serbatoio possono essere massimo due, per ciascuno dei quali deve essere specificata la posizione delle relative porte. Queste sono tra loro abbinate in modo tale che, sia dal lato “1” (parte sinistra del serbatoio) sia dal lato “2” (parte destra del serbatoio), la portata in uscita sia la stessa di quella entrante

In Tabella 8.5 sono riportati i parametri descrittivi del serbatoio di accumulo di centrale usati per la definizione dello schema d’impianto. Vengono inoltre richiesti il calore specifico, la densità e la conduttività termica del fluido da contenere (per l’acqua 4,19 kJ/kg K, 992 kg/m³, 2.224 kJ/hr m K). Il volume considerato per il serbatoio di accumulo di centrale è di 12 m³ e le perdite legate alla sua interazione con l’ambiente circostante non sono fissate, ma calcolate dal Type, attraverso la definizione della temperatura del luogo dove il serbatoio è collocato. Ad essere invece fissato è il coefficiente di dispersione termica posto pari a 2,5 kJ/hr m² K.

Tabella 8.5 Parametri descrittivi del serbatoio di accumulo termico di centrale

	Valore	Unità di misura
Volume	12	m ³
Altezza h	3,34	m
N° nodi	4	-
Coefficiente di dispersione termica	2,5	kJ/hr m ² K
Altezza relativa della porta di ingresso “1”	1	Fraction
Altezza relativa della porta di uscita “1”	0	Fraction
Altezza relativa della porta di ingresso “2”	0	Fraction
Altezza relativa della porta di uscita “2”	1	Fraction
N° di termostati	1	-
Altezza relativa del termostato	0,75	Fraction

I parametri di input sono in questo caso la temperatura e la portata del fluido termovettore proveniente dal recuperatore di calore e temperatura e portata di ritorno dall’utenza. Le temperature dell’ambiente in cui il serbatoio è collocato, per poterne calcolare le perdite, possono essere definite con diverse opzioni: vi si può collegare un file con i dati meteorologici esterni, e quindi ottenere delle perdite variabili con il tempo, o, come nel caso in esame, presupporre che il serbatoio sia localizzato in ambiente a temperatura costante, in questo caso pari a 12 °C. In output otteniamo invece temperatura e portata del fluido termovettore che dalla porta due è collegato al serbatoio di utenza e dalla porta uno permette il ricircolo dell’acqua verso lo scambiatore.

L'ultimo sottosistema qui descritto è quello relativo all'utenza (Figura 8.7). I fabbisogni termici sono stati calcolati, come riportato nel Paragrafo 5.4, attraverso la procedura di simulazione dinamica conforme alla norma ISO 52016, e forniti allo schema di impianto attraverso un Data Reader (Type9) con un timestep orario.

L'utenza è stata modellata ai fini dello studio come un unico comparto, considerando le sottocentrali trascurabili ai fini della trattazione e tutte rappresentate da un unico serbatoio di utenza. Il collegamento tra il serbatoio di centrale e quello di utenza non simula nello specifico la presenza di un sistema di teleriscaldamento, ma le perdite legate a questo aspetto sono qui trascurate. Per quanto riguarda il sistema di accumulo di questo sottosistema, ha caratteristiche simili a quello di centrale. È stato però progettato con un volume inferiore in quanto si è voluto far sì che il volano termico di centrale avesse un accumulo inerziale maggiore per riuscire a far fronte alle richieste dell'utenza.

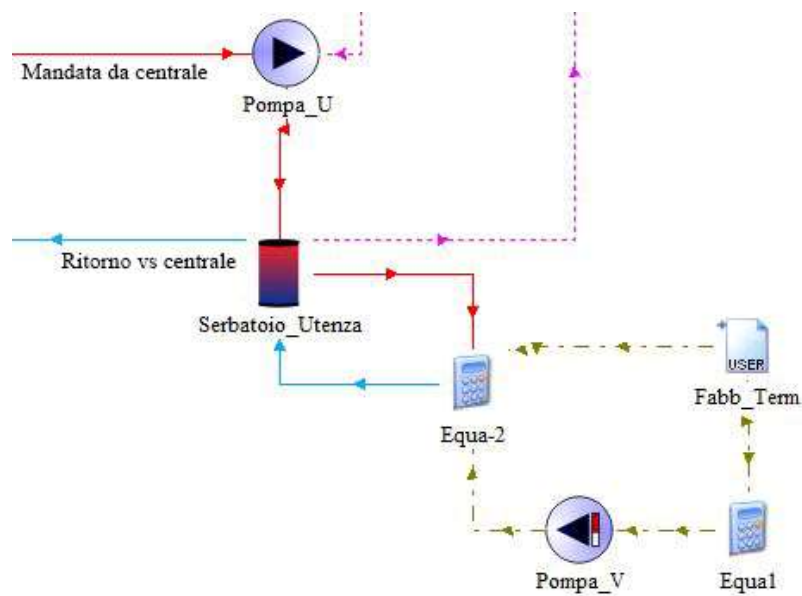


Figura 8.7 Sottosistema 3: utenza nello schema con turbogas

Per l'implementazione dei fabbisogni termici di utenza è stato utilizzato il Type110, una pompa a velocità variabile in grado di mantenere la portata massica in uscita tra zero e un valore nominale. Questo Type necessita di un controllo che è stato fornito attraverso la normalizzazione dei fabbisogni. In questa configurazione, quando i fabbisogni termici sono nulli, la portata massica, la potenza assorbita, l'energia trasferita dalla pompa all'ambiente e viceversa, saranno tutte nulle. La temperatura del fluido in uscita dalla pompa nella

condizione spenta è impostata sulla temperatura del fluido all'ingresso della pompa stessa. In tutto il sistema, la portata è utilizzata per la calibrazione del sistema.

Con lo scopo di mantenere un ΔT tra temperatura di mandata e ritorno del serbatoio utenza all'incirca costante, si è deciso di implementare una portata variabile con il Type110, in modo che, in relazione ai fabbisogni termici, si ottenga una portata tale da garantire un ΔT di circa 10 °C. Ciò per evitare bruschi e repentini abbassamenti di temperatura permettendo così al serbatoio di non raggiungere temperature non sostenibili dal sistema.

Per quanto riguarda le logiche di controllo dei diversi sistemi, sono gestiti con un controllore differenziale, cioè il Type165 con il quale è possibile modellare un controllo differenziale. Questo Type genera una funzione di controllo γ_0 che può avere un valore di 0 o 1. Il valore di γ_0 è scelto in funzione della differenza tra le temperature superiori e inferiori (T_H e T_L) rispetto a due differenze di temperatura di banda morta (ΔT_H e ΔT_L) e dipende dal fatto che il segnale di controllo al passo temporale precedente fosse acceso o spento.

Matematicamente, la funzione di controllo è espressa come segue:

Se il controllo era precedentemente attivo ($\gamma_i=1$):

$$\text{se } \Delta T_L \leq (T_H - T_L) \text{ allora } \gamma_0 = 1 \quad 8.4$$

$$\text{Se } \Delta T_L > (T_H - T_L) \text{ allora } \gamma_0 = 0 \quad 8.5$$

Se il controllo era precedentemente spento ($\gamma_i=0$):

$$\text{se } \Delta T_H \leq (T_H - T_L) \text{ allora } \gamma_0 = 1 \quad 8.6$$

$$\text{se } \Delta T_H > (T_H - T_L) \text{ allora } \gamma_0 = 0 \quad 8.7$$

con

ΔT_H	[°C]	differenza di temperatura della banda morta superiore
ΔT_L	[°C]	differenza di temperatura della banda morta inferiore
T_H	[°C]	temperatura di ingresso superiore
T_{in}	[°C]	temperatura per il monitoraggio del limite superiore
T_L	[°C]	temperatura di ingresso inferiore
T_{max}	[°C]	temperatura di ingresso superiore
γ_i	[0-1]	funzione di controllo in ingresso
γ_0	[0-1]	funzione di controllo in uscita

Tuttavia, la funzione di controllo viene azzerata, indipendentemente dalle condizioni di banda morta superiore e inferiore, se $T_{in} > T_{max}$.

Per quanto riguarda l'uso di questo tipo di controlli, in questo studio, è stato utilizzato in un caso per la gestione dell'accensione del cogeneratore, in un altro caso per attivare la pompa per far circolare il fluido termovettore dalla centrale alla sottocentrale di utenza quando è presente richiesta termica.

Nel primo caso il parametro di controllo è legato alle temperature dell'acqua nell'accumulo. Con questo controllo viene gestita sia la pompa per attivare la circolazione dell'acqua dal serbatoio al recuperatore, e sia per attivare compressore, combustore e turbina.

Nel secondo caso, i parametri utilizzati sono due: la temperatura del serbatoio di utenza e quello del serbatoio di centrale.

In Tabella 8.6 sono riportate le indicazioni di funzionamento dei due controlli, le temperature di massimo e minimo e le bande morte.

Tabella 8.6 indicazioni di funzionamento dei controlli differenziali

	T_H	T_L	ΔT_H	ΔT_L
CNTR_Centrale	100	Variabile =Tserb_centrale	30	5
CNTR_Utenza	Variabile =Tserb centrale	Variabile =Tserb utenza	10	2

8.2.2 Analisi dei risultati: valutazioni energetiche ed ambientali

In Figura 8.8 e Figura 8.9 vengono analizzati alcuni parametri che descrivono il funzionamento del sistema implementato per la cogenerazione con turbogas alimentato a syngas. Le analisi sono state effettuate su due periodi, ognuna di tre settimane.

Nel primo caso (Figura 8.8) sono analizzate le tre settimane tra la fine di gennaio e l'inizio di febbraio, periodo che presenta delle temperature particolarmente rigide con conseguenti fabbisogni termici elevati. In Figura 8.8a vengono riportate le temperature dei fluidi che attraversano lo scambiatore. La temperatura massima dei fumi in uscita dal sistema turbogas è in media 490 °C quando la cogenerazione è attiva. All'interno dello scambiatore, l'acqua di ritorno dal serbatoio di accumulo di centrale, si riscalda in media di 18°C con una potenza termica scambiata di circa 50 kW. Figura 8.8b mostra il controllo differenziale che gestisce il sistema di cogenerazione in relazione alle temperature del serbatoio di centrale. L'accensione del cogeneratore non è costante ma legata ai fabbisogni termici. Si può notare che all'inizio di ogni settimana, il carico termico è particolarmente elevato (Figura 8.8c), a

causa del raffreddamento degli ambienti nel weekend in quanto gli impianti termici sono previsti spenti. Questa elevata richiesta implica un controllo attivo per alcuni giorni consecutivi. Nei giorni tra il 25 e il 26 gennaio, ad esempio, nonostante la temperatura del serbatoio di centrale risalga, non riesce comunque a raggiungere i 95°C settati per lo spegnimento del sistema di cogenerazione. L'elevato carico porta il serbatoio di utenza a raffreddarsi di 50°C in questa fase inerziale, mentre durante i giorni seguenti della settimana, in cui i carichi si stabilizzano, le temperature vengono mantenute tra i 60 °C e i 95°C. Durante i fine settimana, ad impianto spento e carichi nulli, le temperature dei serbatoi si abbassano solo a causa delle perdite di circa 10 °C, range che non implica l'accensione del generatore che avviene solo nel momento in cui subentrano i fabbisogni.

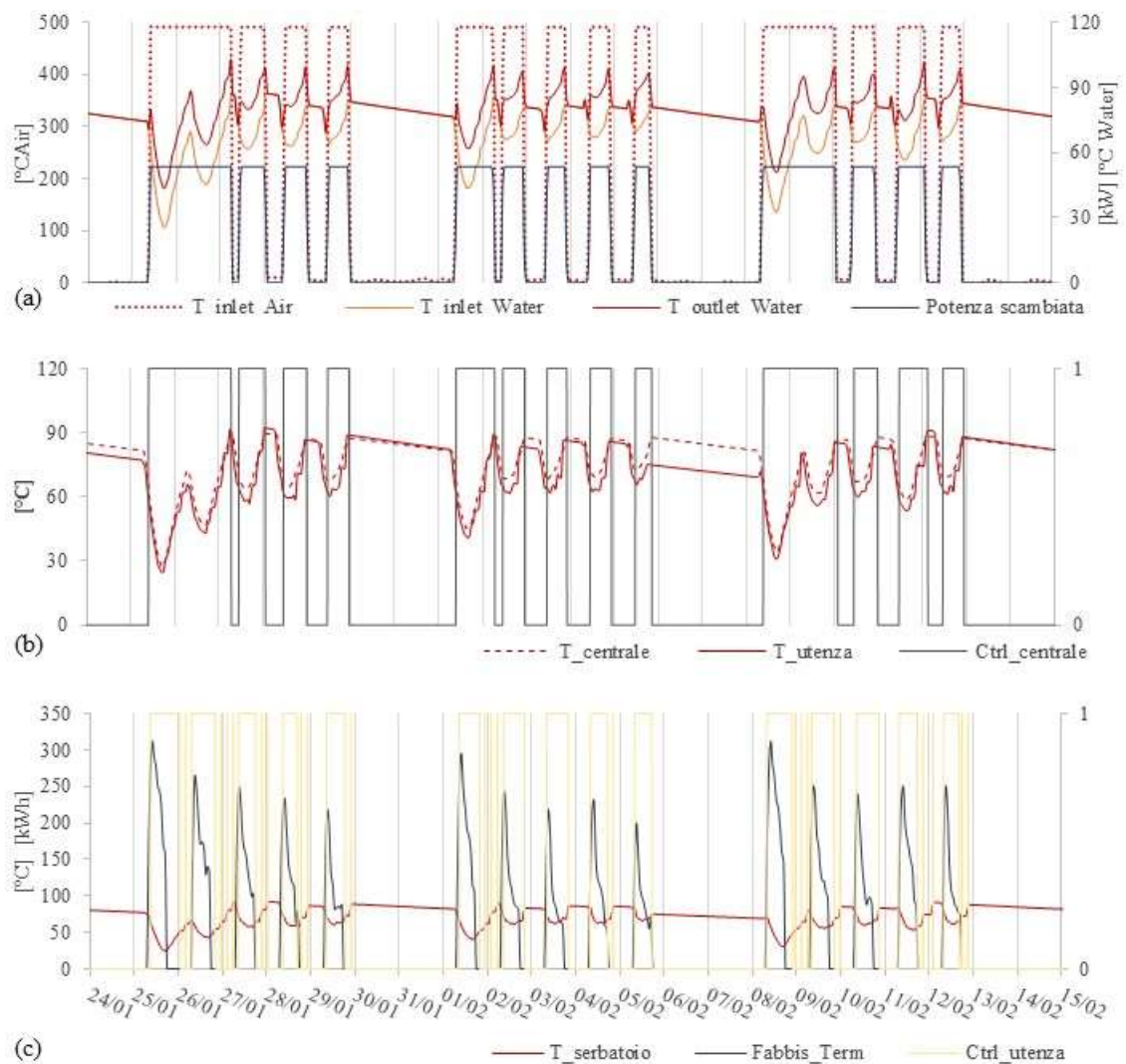


Figura 8.8 Andamenti energetici nelle settimane dal 25 gennaio al 15 febbraio. Temperature dei fluidi e potenza scambiate nello scambiatore aria-acqua (a), controllo del serbatoio di centrale e andamento delle temperature dei due serbatoi di centrale e utenza (b), temperatura media del serbatoio di utenza in relazione ai carichi e al controllo (c)

In Figura 8.8c viene invece mostrato il controllo che gestisce gli scambi tra serbatoio di centrale e di utenza e si attiva per valori al disotto dei 95°C del secondo. Questo controllo si presenta molto più intermittente in quanto è stata impostata una differenza di temperatura della banda morta inferiore pari a 2 °C, implicando l'attivazione della pompa più frequentemente.

Il secondo periodo analizzato copre le settimane dal 16 ottobre al 7 novembre (Figura 8.9) e coincide con le settimane iniziali del periodo di riscaldamento, quindi a temperature meno rigide e carichi termici meno elevati.

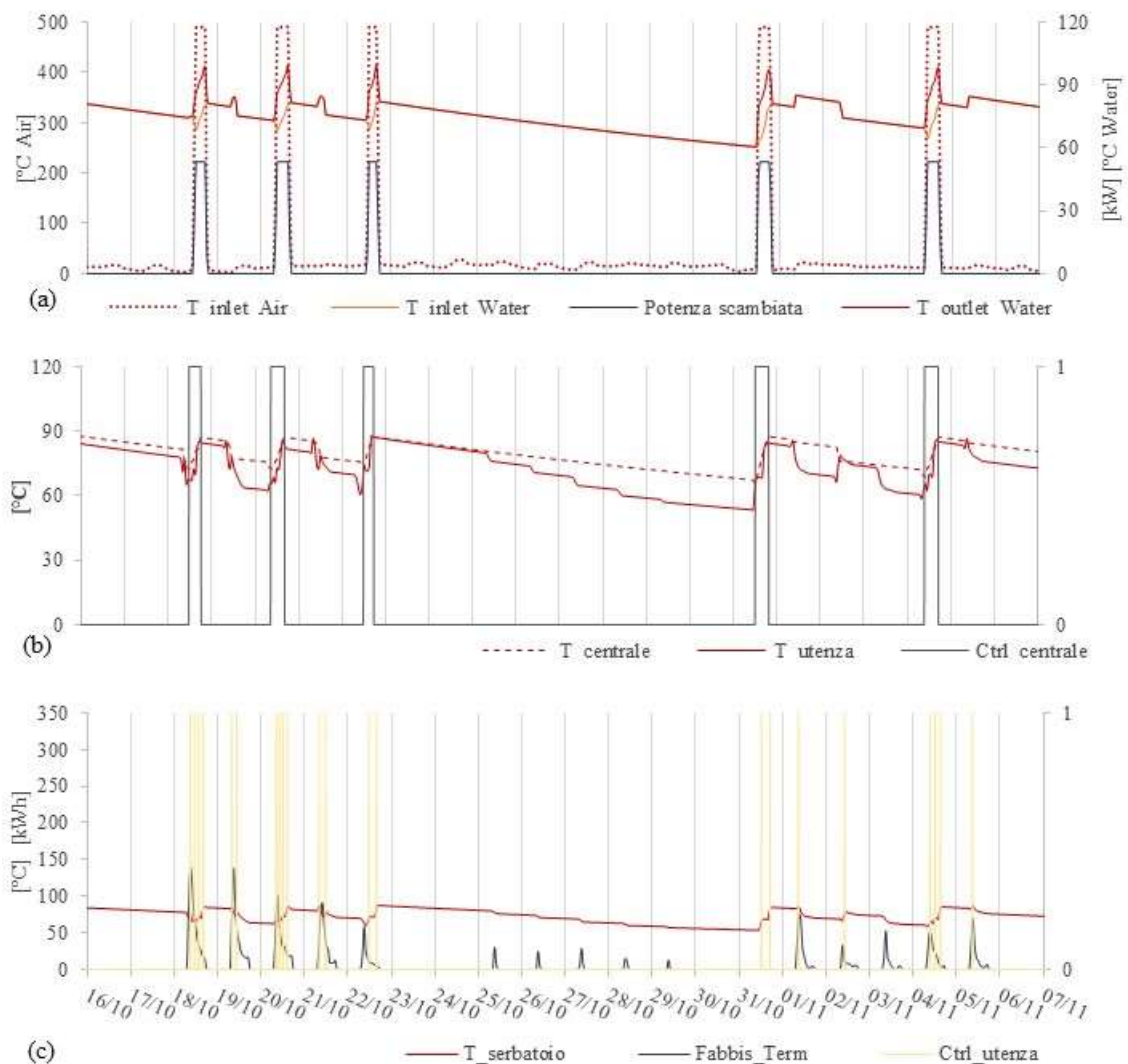


Figura 8.9 Andamenti energetici nelle settimane dal 16 ottobre al 7 novembre. Temperature dei fluidi e potenza scambiate nello scambiatore aria-acqua (a), controllo del serbatoio di centrale e andamento delle temperature dei due serbatoi di centrale e utenza (b), temperatura media del serbatoio di utenza in relazione ai carichi e al controllo (c)

In Figura 8.9a si può notare che i periodi in cui vi è potenza scambiata sono molti di meno rispetto al caso precedente, anche se la differenza di temperatura tra acqua di ricircolo dal serbatoio di centrale e acqua in uscita dallo scambiatore riscaldata dai fumi, resta di 18°C con una potenza scambiata anche in questo caso di 50 kW.

In Figura 8.9b è possibile vedere l'andamento delle temperature dei due serbatoi e il controllo di accensione del cogeneratore. Le temperature del serbatoio di centrale subiscono dei raffreddamenti meno bruschi a causa dei carichi termici molto più bassi rispetto il periodo precedentemente analizzato. Nel periodo dal 23 al 31 ottobre, per carichi termici inferiori ai 50 kWh, i due serbatoi non subiscono un raffreddamento tale da attivare i due controlli. La temperatura dell'acqua di centrale presenta un raffreddamento meno rapido rispetto a quello di utenza, di circa 20 °C in otto giorni, mentre a causa dei carichi il serbatoio di centrale presenta un decadimento della temperatura di 34°C.

In Figura 8.10 viene riportata l'energia mensile necessaria in input al cogeneratore, tenendo già in considerazione i fattori di efficienza, e la quantità di syngas necessario per ottenerla. Considerando un potere calorifico inferiore del syngas medio, pari a 6,5 MJ/Kg, risulta necessario un totale di 148 t di syngas per generare annualmente 69.050,87 kWh di energia termica e 50.870,86 kWh di energia elettrica.

La quantità di syngas necessario varia tra le 5 tonnellate necessarie nel mese di ottobre e le 33 tonnellate raggiunte nel mese di gennaio.

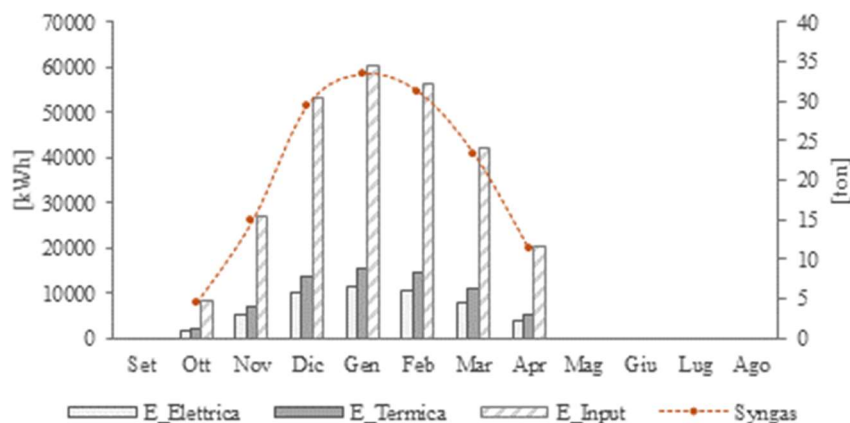


Figura 8.10 Energia dal combustibile necessaria in input al cogeneratore e tonnellate di syngas necessarie. Energia elettrica e termica generate mensilmente.

Tenendo conto della stima della biomassa disponibile e potenzialmente prelevabile analizzata nel Capitolo 6, il syngas ottenibile è pari a 806 t da residui forestali e 6.854 t da

latifoglie. Per soddisfare i fabbisogni della piccola comunità implementata sarebbe sufficiente il 18% di syngas ottenuto dalla gassificazione dei residui forestali e il 2% di quello proveniente dalla gassificazione dei residui da latifoglie.

In Figura 8.11 viene mostrata l'energia elettrica mensile, prodotta tramite il processo di cogenerazione con turbogas, e messa in relazione con i consumi effettivi registrati per l'anno 2023 del comune di Soveria Mannelli. Vengono inoltre riportate le quote relative all'energia elettrica in surplus e a quella necessaria dalla rete elettrica nazionale. Nei mesi in cui il sistema di cogenerazione non viene considerato in funzione, per assenza di fabbisogni termici, tutta l'energia elettrica necessaria viene prelevata dalla rete. Considerando anche i mesi di ottobre novembre e aprile, in cui con la sola cogenerazione non si riesce a coprire il fabbisogno elettrico, in un anno vengono prelevati da rete 22.256,3 kWh di energia elettrica contro i 59.993,9 kWh prelevati senza l'implementazione del sistema di cogenerazione.

Nei mesi più freddi tutta l'energia elettrica prodotta viene autoconsumata facendo registrare anche un surplus pari a 13.133,3 kWh, pari in media al 38% nei mesi di dicembre e al 6,2% nel mese di marzo. La riduzione registrabile della dipendenza dalla rete elettrica nazionale risulta quindi essere pari al 60%.

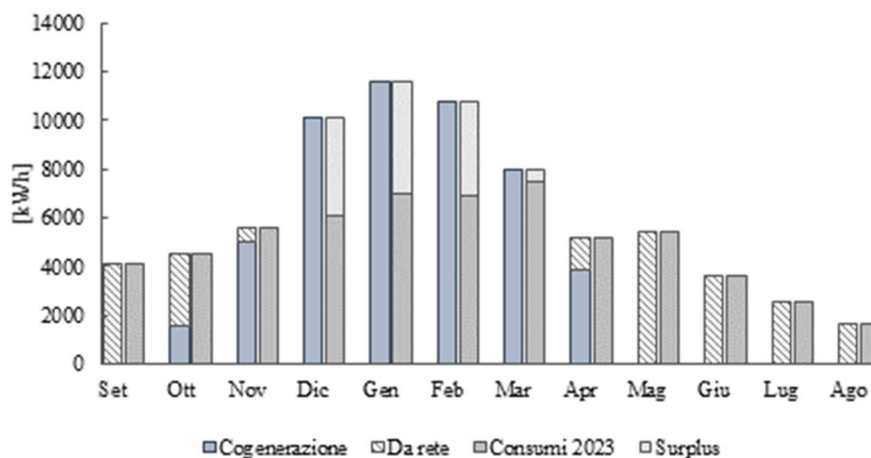


Figura 8.11 Quantità di energia elettrica prodotta tramite il processo di cogenerazione con turbogas in relazione ai consumi mensili rilevati nell'anno 2023

Un aspetto da non trascurare è però il concetto di “Energia condivisa” che caratterizza le comunità energetiche come sono ad oggi concepite. L'energia condivisa è il minimo orario tra energia elettrica immessa in rete e prelevata, da impianti di produzione e clienti finali facenti parte della configurazione. In Figura 8.12 è riportato l'andamento orario della produzione e dei consumi di una settimana di marzo. La settimana scelta è quella dal 25 al

31 marzo 2024, in quanto è stato possibile utilizzare i dati monitorati sperimentalmente per valutare l'effettiva sovrapposizione dei carichi e della produzione da cogenerazione per massimizzare l'autoconsumo. È possibile notare che, nonostante i risultati mensili restituiscano dati incoraggianti, a livello orario non è possibile registrare la stessa tendenza. L'implementazione del sistema di cogenerazione è stata calibrata dando priorità ai carichi termici e l'attivazione del sistema di cogenerazione avviene con un controllo delle temperature dei serbatoi, principalmente di quello di centrale. Ne consegue che la produzione di energia elettrica non è allineata alla richiesta elettrica ma in maggior misura a quella termica, anche se la presenza degli accumuli e della loro inerzia termica la fa da padrone. Lo spostamento temporale dell'energia prodotta risulta essere di circa due ore in avanti rispetto al picco di fabbisogno elettrico. In questo caso la percentuale di energia elettrica prodotta e autoconsumata scende al 23% e quella prelevata da rete ammonta al 53% del fabbisogno totale settimanale, con un surplus da cogenerazione pari al 77%. In questo caso la presenza di accumuli elettrici è necessaria per non vanificare i benefici legati alla cogenerazione a servizio di una comunità energetica.

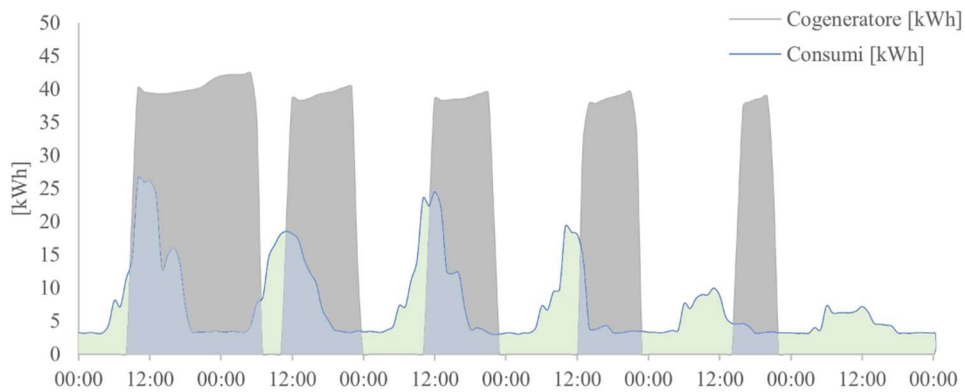


Figura 8.12 Produzione di energia elettrica rinnovabile tramite cogenerazione e richiesta dell'utenza.

L'importanza della cogenerazione per produrre energia elettrica e calore è ad oggi ampiamente confermata insieme ai suoi effetti benefici. Tutte le attività antropiche, residenziali e non, hanno necessità di energia elettrica tipicamente prelevata dalla rete, e di energia termica solitamente prodotta in sito tramite caldaie alimentate a gas naturale. In entrambi i casi le emissioni di CO₂ sono da attribuirsi agli utilizzi di energia primaria fossile utilizzata, intesa come consumo di gas metano utilizzato nelle caldaie e come consumo di combustibili fossili con il quale è stata prodotta l'energia elettrica utilizzata.

La cogenerazione permette un risparmio di energia primaria rispetto alla generazione separata grazie ai migliori rendimenti della produzione combinata, determinando un minor consumo complessivo di combustibili fossili e, di conseguenza, una minore emissione di anidride carbonica.

In Figura 8.13 sono riportate le percentuali di energia primaria rinnovabile e non rinnovabile, che entrano in gioco nei due diversi scenari di approvvigionamento dell'energia elettrica. Nello scenario in cui tutta l'energia elettrica per soddisfare i fabbisogni della comunità viene prelevata dalla rete elettrica nazionale, le percentuali di energia primaria rinnovabile e non rinnovabile restano costanti con valori dell'80% per la quota non rinnovabile e 20% per la parte rinnovabile. Nel caso invece di cogenerazione, le percentuali sono variabili e nei mesi in cui la produzione elettrica permette di ricorrere totalmente all'autoconsumo, la percentuale di energia primaria non rinnovabile è del tutto nulla. Questa condizione si presenta nei mesi da dicembre a marzo, dove l'elevato fabbisogno termico permette la cogenerazione di sufficiente energia elettrica. Nei mesi di ottobre e aprile, seguendo le indicazioni del D.P.R 412/93 e quindi attivando gli impianti di cogenerazione nel periodo di attivazione degli impianti di riscaldamento dal 15 ottobre al 15 aprile, la quota di autoconsumo cala rispettivamente al 18% e al 54% con la necessità di energia primaria non rinnovabile pari al 66% e al 37% ed energia primaria rinnovabile prelevata da rete pari al 16% e 9%.

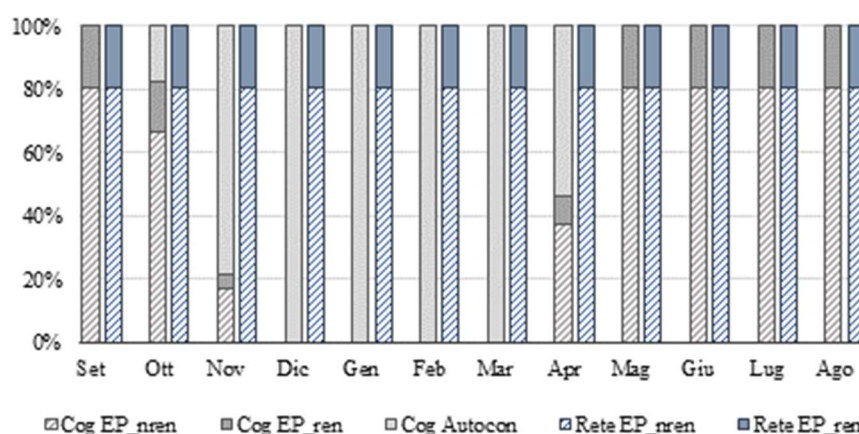


Figura 8.13 Percentuali dell'energia primaria rinnovabile e non rinnovabile nei due scenari di approvvigionamento dell'energia elettrica: da cogenerazione con turbogas e da rete elettrica nazionale

Conseguenza diretta della riduzione di energia primaria non rinnovabile è la riduzione di CO₂ equivalente emessa. In Figura 8.14 sono riportati i consumi di CO₂ equivalente per ogni

me. Le emissioni individuate per il caso studio in assenza di impianto di cogenerazione ammontano a 53,8 tonnellate di CO₂ equivalente in un anno. La riduzione annuale conseguente all'impiego della cogenerazione è pari a 33,85 tonnellate, con l'annullamento totale delle emissioni nei mesi da dicembre a marzo, una riduzione del 34% nel mese di ottobre, del 90% nel mese di novembre e del 74% nel mese di aprile.

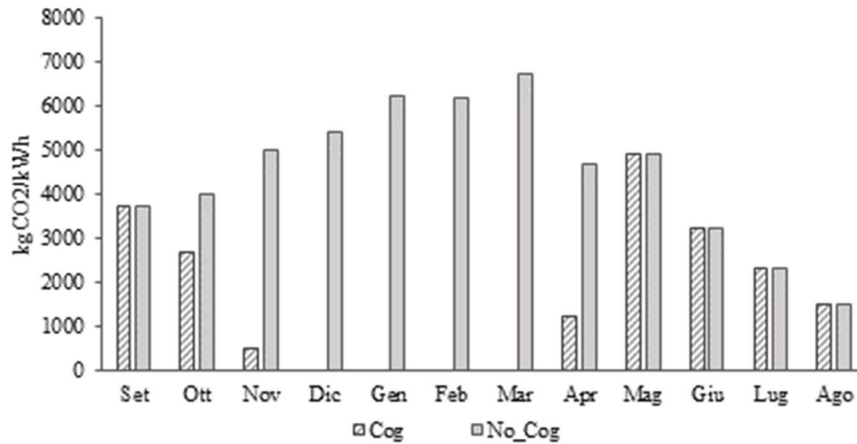


Figura 8.14 Emissioni di CO₂ equivalente legate all'approvvigionamento di energia elettrica, nel caso di totale dipendenza dalla rete elettrica nazionale e nel caso di implementazione del sistema di cogenerazione con turbogas

A causa quindi della drastica riduzione dell'energia prelevata dalla rete, le emissioni di CO₂ vengono ridotte considerevolmente del 60% in un anno.

La cogenerazione determina tipicamente un aumento dei consumi di gas e, quindi, un aumento delle emissioni, anche se ne consegue una diminuzione a livello più generale visto che viene ridotta la quota di energia elettrica prelevata da rete. Tuttavia se la cogenerazione prevede l'utilizzo di biomassa, una forte riduzione delle emissioni è possibile.

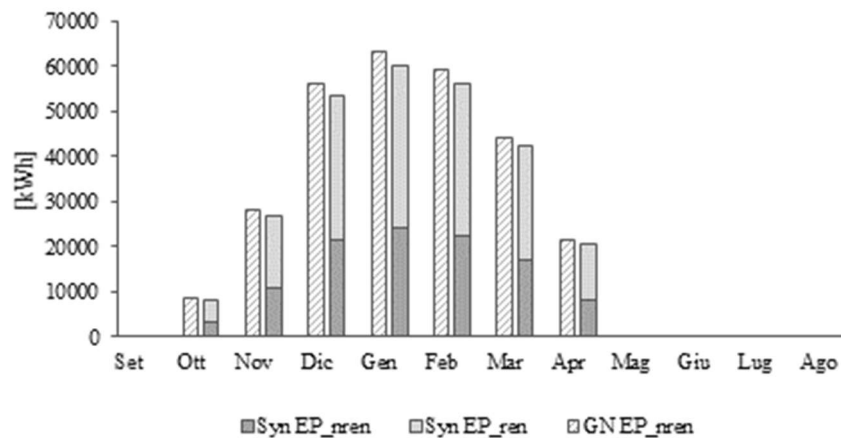


Figura 8.15 Energia primaria rinnovabile e non rinnovabile nei casi di cogenerazione con Gas Naturale e Syngas

In Figura 8.15 viene mostrata l'energia primaria rinnovabile e non rinnovabile nel caso di utilizzo di gas naturale o Syngas per il processo di cogenerazione. L'utilizzo di biomassa gassosa permette di ottenere una quota di energia primaria rinnovabile pari al 40% del combustibile mensile contro una totale quota non rinnovabile legata all'utilizzo di gas naturale.

Conseguentemente alla riduzione di energia primaria rinnovabile, in Figura 8.16, viene riportata la riduzione di CO₂ equivalente. Nei mesi di funzionamento del cogeneratore si ottiene una riduzione totale del 80%, pari a 47 tonnellate di CO₂ equivalente annuali.

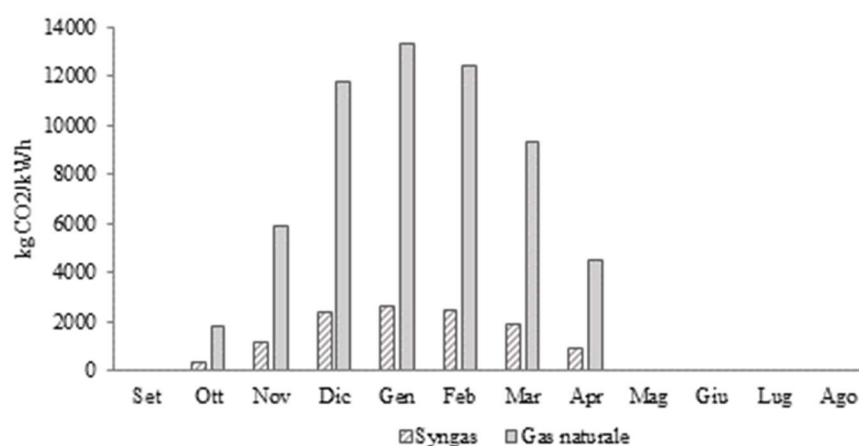


Figura 8.16 Emissioni di CO₂ equivalente nei casi di cogenerazione con Gas Naturale e Syngas

La cogenerazione permette quindi di ridurre il Carbon footprint legato ai fabbisogni termici ed elettrici di una piccola aggregazione di edifici, permettendo globalmente una riduzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica.

8.3 Cogenerazione con motore primo endotermico

Nei sistemi di autoproduzione di energia elettrica i motori più utilizzati sono quelli endotermici basati sui cicli Otto (Figura 8.17) e Diesel (Figura 8.18) e mentre nel campo automobilistico i combustibili più usati sono rispettivamente benzina e gasolio, in campo cogenerativo sono preferiti metano, biogas, syngas e oli. Il ciclo Otto è formato da quattro fasi:

- compressione isoentropica, dove il fluido all'interno del cilindro viene compresso;
- combustione interna isocora innescata da una scarica elettrica;
- espansione isoentropica dove il moto discendente del pistone fornisce lavoro utile;
- fase isocora di scarica dei prodotti di combustione.

Nei cicli reali, i rendimenti che si ottengono sono compresi fra il 22% e il 35%, nettamente inferiori rispetto ai valori ottenibili con un ciclo diesel.

Quest'ultimo è il ciclo di riferimento per i motori a gasolio, e rispetto al ciclo Otto, la compressione isocora è sostituita con una isobara in cui la combustione è innescata dall'aumento della pressione. I rendimenti sono più elevati rispetto al ciclo Otto e quello elettrico varia dal 32% fino al 40% per le taglie di maggiore potenza.

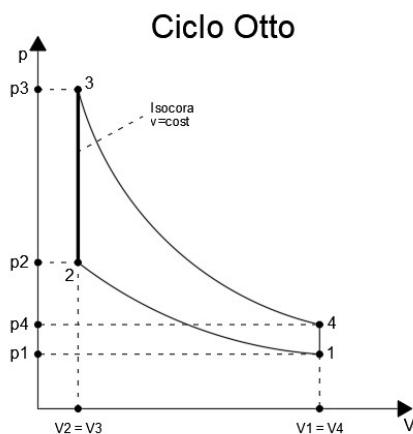


Figura 8.17 Ciclo Otto per un motore a combustione interna

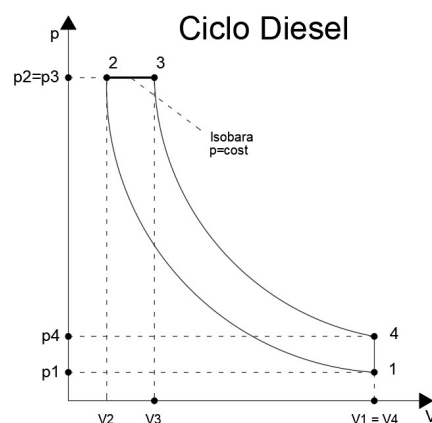


Figura 8.18 Ciclo Diesel per un motore a combustione interna

I motori endotermici possono essere utilizzati in cogenerazione sfruttando sia i fumi di scarico che il calore di raffreddamento del blocco motore. Un primo modo di utilizzare i motori endotermici è quello di recuperare in serie prima il calore di raffreddamento del

motore, poi quello dei fumi di scarico (Figura 8.19). In questo caso, l'acqua in uscita dal motore passa per lo scambiatore fumi-acqua, poi nello scambiatore acqua-acqua dove cede il calore alle utenze termiche servite. Nel secondo caso invece, i fumi caldi di scarico vengono utilizzati per produrre vapore e l'acqua di raffreddamento viene inviata allo scambiatore acqua-acqua. In questo studio il primo caso sarà implementato per le applicazioni.

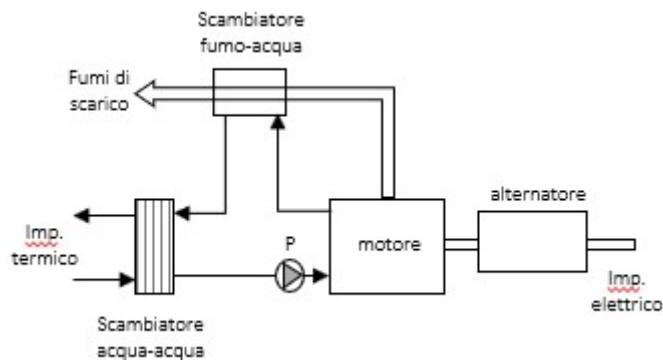


Figura 8.19 Recupero di calore in serie con i fumi di scarico [121]

L'impianto di cogenerazione con motore primo a combustione è di solito disponibile già assemblato in forma compatta e richiede solo i collegamenti idraulici ed elettrici fondamentali.

Anche i gruppi endotermici richiedono interventi di insonorizzazione sia per quanto riguarda il motore, da porre in una cabina afona munita delle opportune prese d'aria di ventilazione, sia per i condotti di scarico che vanno muniti di silenziatori.

Per le sue ricadute ambientali è anche interessante la possibilità di azionare motori a combustione interna mediante biogas e gas di sintesi.

8.3.1 Modellazione del sistema con motore primo a combustione interna

In Figura 8.20 è riportato lo schema sviluppato in TRNSYS Simulation Studio per l'analisi e il dimensionamento di un sistema di cogenerazione alimentato a biomassa in cui, questa volta, il generatore di calore ed elettricità è costituito da un motore a combustione interna. Questo secondo sistema di impianto studiato può essere suddiviso in diversi sottosistemi interconnessi tra di loro.

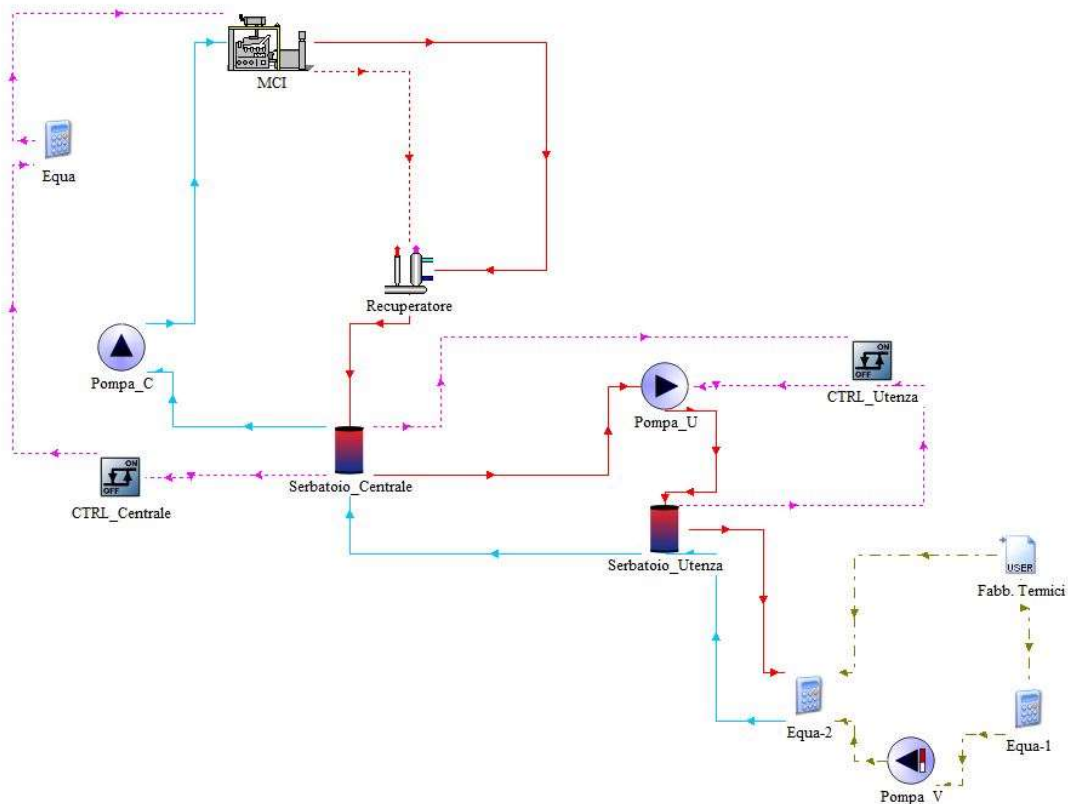


Figura 8.20 Schema di cogenerazione a biomassa con motore a combustione interna

Le connessioni tra i diversi sistemi (Tabella 8.7) e tra i diversi componenti di ogni sistema, sono simili a quelle precedentemente riportate per la descrizione del modello di cogenerazione con turbogas:

- Connessioni relative all'andamento del fluido termovettore aria (fumi di scarico);
- Connessioni relative all'andamento del fluido termovettore acqua;
- Connessioni relative ai controlli di gestione del sistema;
- Connessioni di gestione dei fabbisogni termici.

Tabella 8.7 Connessioni tra gli elementi dello schema impianto

---	Fumi
—	Acqua di ritorno
—	Acqua di mandata
- - -	Controlli
· · ·	Gestione fabbisogni termici dell'utenza

I sottosistemi individuabili sono:

- sottosistema di generazione di calore ed elettricità,
- sottosistema di centrale con recupero del calore;
- sottosistema di utenza.

A differire dal primo schema è essenzialmente il sottosistema di generazione (Figura 8.21)

Con il Type907 è stato possibile modellare il generatore: dispositivo utilizzato per generare elettricità e potenza termica bruciando carburante in un motore a combustione interna.

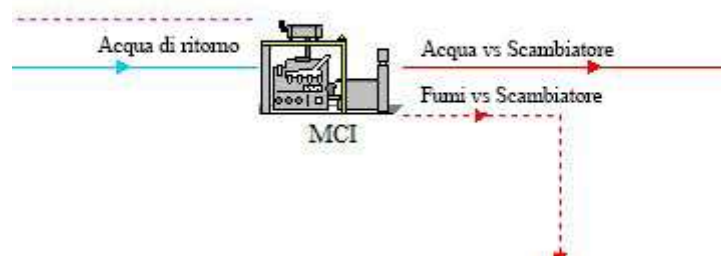


Figura 8.21 Sottosistema 1: generazione con motore a combustione interna

L'energia termica è prodotta a partire dalla somma di cinque aliquote di calore di scarto come riportato nell'Equazione 8.8.

$$E_{thermal} = f_{exhaust} + f_{jacket} + f_{oilcooler} + f_{aftercooler} + f_{environment} \quad 8.8$$

I termini che entrano in gioco sono legati ai gas esausti, al liquido di raffreddamento del motore, all'olio di lubrificazione, all'interrefrigeratore e all'ambiente esterno.

Il modello matematico utilizzato si basa su un file di dati esterno che contiene i dati relativi all'efficienza, alla portata d'aria (frazione della portata nominale) e al trasferimento di calore (frazione dell'energia totale prodotta) in funzione della temperatura di aspirazione e del rapporto di carico parziale (potenza rispetto alla potenza nominale).

In questo studio, il File Reader considerato è quello fornito dal programma e riportato nella Tabella 8.8, riferito ad un motore con due temperature di aspirazione e quattro parzializzazioni del carico elettrico. Le aliquote del calore di scarto totale riferite all'oil cooler, all'aftercooler e all'ambiente sono trascurabili rispetto alle altre.

Tabella 8.8 File Reader dei dati relativi al Type907

0	100	Intake temperature		Part Load Ratio				
0,372	0,564	0,781	1,000	Fraction of total waste heat to				Fraction of rated exhaust flowrate
Part Load Ratio	Mechanical Efficiency	Electrical Efficiency	Jacket Water	Oil cooler	Exhaust	Aftercooler	Environment	
0,372	0,178	1,000	0,411	0,060	0,368	0,000	0,161	0,536
0,564	0,205	1,000	0,396	0,060	0,446	0,000	0,098	0,691
0,781	0,223	1,000	0,380	0,073	0,486	0,000	0,061	0,843
1,000	0,224	1,000	0,370	0,075	0,501	0,000	0,054	1,000
0,372	0,178	1,000	0,403	0,060	0,371	0,000	0,166	0,536
0,564	0,205	1,000	0,396	0,060	0,446	0,000	0,098	0,691
0,781	0,223	1,000	0,380	0,073	0,486	0,000	0,061	0,843
1,000	0,224	1,000	0,370	0,075	0,501	0,000	0,054	1,000

La prima e la seconda riga del file indicano rispettivamente:

1. le temperature di aspirazione (Intake temperature) dell'aria che entra nella camera di combustione del motore, espresse in °C;
2. la parzializzazione del carico elettrico, definito dalla relazione 8.9.

$$PLR = \frac{\text{Potenza elettrica erogata}}{\text{Potenza elettrica nominale del motore}} \quad 8.9$$

Le nove colonne indicano invece dalla prima all'ultima:

1. il carico elettrico parzializzato effettivo (Part Load Ratio);
2. l'efficienza meccanica (Mechanical Efficiency) definita con il seguente rapporto:

$$\eta_{mech} = \frac{\text{Potenza meccanica}}{\text{Potenza del combustibile}} \quad 8.10$$

3. l'efficienza elettrica (Electrical Efficiency) definita come segue:

$$\eta_{elec} = \frac{\text{Potenza erogata}}{\text{Potenza meccanica dell'albero del motore}} \quad 8.11$$

Le colonne seguenti, dalla 4 alla 8, fanno riferimento alla frazione del calore di scarto totale la cui somma è pari al valore unitario, definita come:

$$\text{Calore in ingresso} - \text{Potenza meccanica dell'albero del motore} \quad 8.12$$

I parametri demandati alla scelta dell'utente, per la definizione del modello, sono quelli riportati in Tabella 8.9. I dati essenziali sono quelli di potenza nominale del sistema, posto pari a 55 kW elettrici e i calori specifici dei fluidi che entrano in gioco per il recupero della quota di energia termica.

Tabella 8.9 Parametri per la definizione del motore a combustione interna

	Valore	Unità di misura
Potenza nominale (Elettrica)	200.000	kJ/hr
Calore specifico: Jacket Water	4,190	kJ/Kg K
Calore specifico: Oilcooler	4,190	kJ/Kg K
Calore specifico: Exhaust	1,007	kJ/Kg K
Calore specifico: Aftercooler	1,007	kJ/Kg K

I dati di input forniti al Type sono invece la potenza elettrica desiderata, temperature e portate dei fluidi in ingresso al motore.

Per quanto riguarda i sottosistemi due e tre, sono essenzialmente identici a quelli precedentemente presentati per il modello con motore primo costituito da turbogas.

Il secondo sottosistema (Figura 8.22) è quello di recupero di calore e accumulo di centrale. Seguendo lo schema riportato in Figura 8.19, l'acqua di raffreddamento del Jacket del motore viene indirizzata al generatore di acqua calda a recupero di calore (Type626) che utilizza il calore di scarto dei fumi, anch'essi provenienti dal motore, per innalzare la temperatura dell'acqua di raffreddamento Jacket utilizzando un coefficiente di efficienza per calcolare lo scambio tra i due fluidi. Parametri essenziali sono quindi l'efficienza del sistema e il calore specifico del fluido sorgente (in questo caso i fumi caldi e l'acqua di raffreddamento) e del fluido termovettore da inviare nel sistema di utenza. Anche in questo caso l'efficienza del sistema è fissata a 0,65 e i calori specifici sono quelli dell'aria (1,007 kJ/kg K) e dell'acqua (4,190 kJ/kg K).

Anche per la definizione di questo modello, il Type158 è stato utilizzato per simulare un serbatoio di accumulo termico cilindrico coibentato con una configurazione verticale a volume costante. Le caratteristiche di questo componente sono perfettamente identiche a quelle riportate nel caso precedente e in Tabella 8.10 ne vengono riassunti i parametri principali.

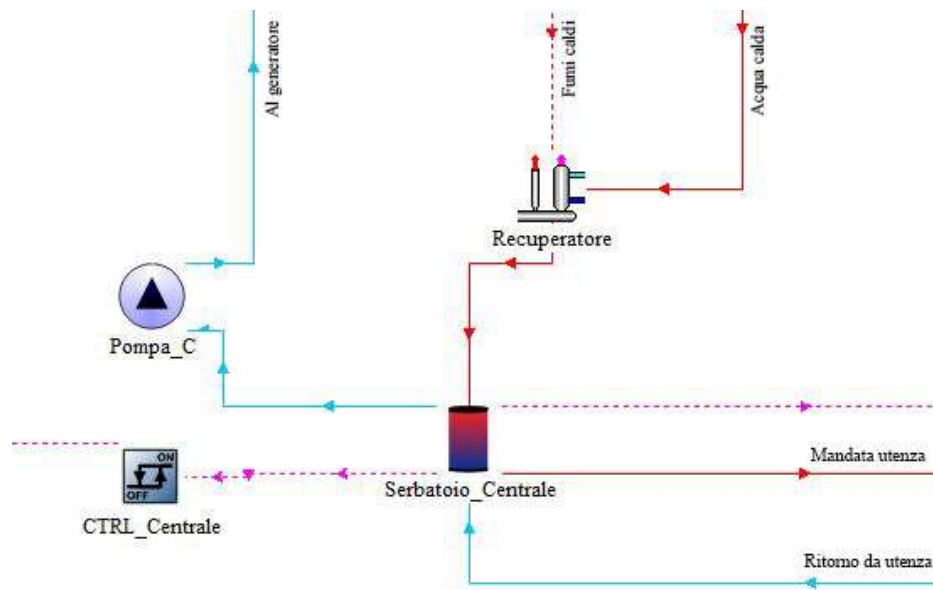


Figura 8.22 Sottosistema 2 scambio e accumulo schema con motore a combustione interna

Il volume considerato per il serbatoio di accumulo di centrale è di 12 m³ e le perdite legate alla sua interazione con l'ambiente circostante non sono fissate, ma calcolate dal Type, attraverso la definizione della temperatura del luogo dove il serbatoio è collocato. Ad essere invece fissato è il coefficiente di dispersione termica posto pari a 2,5 kJ/hr m² K. In output otteniamo temperatura e portata del fluido termovettore acqua che dalla porta due è collegato al serbatoio di utenza e dalla porta uno permette il ricircolo dell'acqua verso il Jacket del motore per il suo raffreddamento.

Tabella 8.10 Parametri descrittivi del serbatoio di accumulo termico di centrale nello Schema con motore a combustione.

	Valore	Unità di misura
Volume	12	m ³
Altezza h	3,34	m
N° nodi	4	-
Coefficiente di dispersione termica	2,5	kJ/hr m ² K
Altezza relativa della porta di ingresso "1"	1	Fraction
Altezza relativa della porta di uscita "1"	0	Fraction
Altezza relativa della porta di ingresso "2"	0	Fraction
Altezza relativa della porta di uscita "2"	1	Fraction
N° di termostati	1	-
Altezza relativa del termostato	0,75	Fraction

Il terzo sottosistema, relativo all'utenza, gestisce i fabbisogni termici implementati ai fini dello studio come un unico comparto con un Data Reader Type9, che riporta i carichi termici valutati secondo la procedura riportata nel Paragrafo 5.4 Figura 8.23)

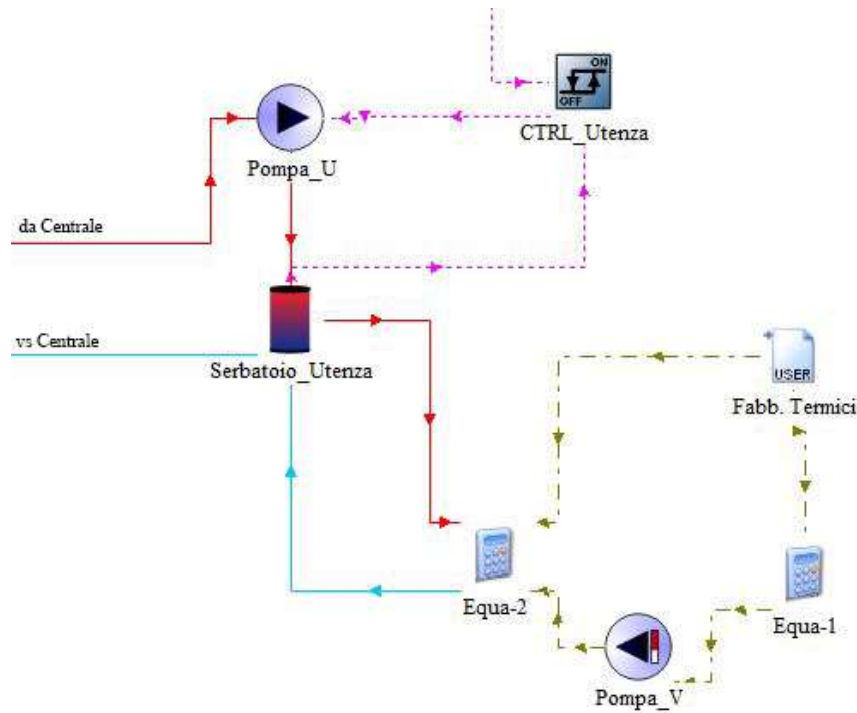


Figura 8.23 Sottosistema 3: utenza modellata nello schema con motore primo a combustione interna

Per quanto riguarda il sistema di accumulo di questo sottosistema, ha caratteristiche simili a quello di centrale e con le stesse caratteristiche del serbatoio di utenza dello schema con motore primo turbogas. Anch'esso presenta un volume inferiore al serbatoio di centrale in quanto si è voluto far sì che il volano termico di centrale avesse un accumulo inerziale maggiore. Per la gestione dei bilanci termici di utenza è stato utilizzato il Type110, una pompa a velocità variabile in grado di mantenere la portata massica in uscita tra zero e un valore nominale in relazione ad un ΔT tra temperatura di mandata e ritorno al serbatoio.

Per quanto riguarda le logiche di controllo dei diversi sistemi, sono gestiti con il Type165 con il quale è possibile modellare un controllo differenziale. Questo Type genera una funzione di controllo γ_0 che può avere un valore di 0 o 1 in funzione della differenza tra le temperature superiori e inferiori (T_H e T_L), rispetto a due differenze di temperatura di banda morta (ΔT_H e ΔT_L) e in relazione al fatto che il segnale di controllo al passo temporale precedente fosse acceso o spento.

Per quanto riguarda l'uso di questo tipo di controllo, in questo studio, è stato utilizzato in un caso per la gestione dell'accensione del motore primo, in un altro caso per attivare la pompa per far circolare il fluido termovettore dalla centrale alla sottocentrale di utenza quando è presente richiesta termica.

Nel primo caso il parametro di controllo è legato alle temperature dell'acqua nell'accumulo. Con questo controllo viene gestita l'attivazione del motore quando le temperature dell'accumulo eccedono i limiti richiesti.

Nel secondo caso, i parametri utilizzati sono due: la temperatura del serbatoio di utenza e quello del serbatoio di centrale.

In Tabella 8.11 sono riportate le indicazioni di funzionamento dei due controlli, le temperature di massimo e minimo e le bande morte.

Tabella 8.11 Indicazioni di funzionamento dei controlli differenziali nello Schema con motore primo a combustione interna

	T_H	T_L	ΔT_H	ΔT_L
CNTR_Centrale	100	Variabile =Tserb_centrale	35	5
CNTR_Utenza	Variabile =Tserb_centrale	Variabile =Tserb_utenza	10	5

8.3.2 Analisi dei risultati: valutazioni energetiche ed ambientali

In Figura 8.24 e Figura 8.25 vengono analizzati alcuni parametri che descrivono il funzionamento del sistema implementato per la cogenerazione con motore endotermico alimentato a syngas. Le analisi sono state effettuate su due periodi, ognuna di tre settimane. Nel primo caso (Figura 8.24) sono analizzate le tre settimane tra la fine di gennaio e l'inizio di novembre, periodo che presenta delle temperature particolarmente rigide con conseguenti fabbisogni termici elevati. In Figura 8.24a vengono riportate le temperature dei fluidi che attraversano lo scambiatore. La temperatura massima dei fumi in uscita dal sistema motore endotermico è in media 700 °C quando la cogenerazione è attiva. All'interno dello scambiatore, l'acqua di raffreddamento Jacket, si riscalda in media di 24°C con una potenza termica scambiata fino a 60 kW. Figura 8.24b mostra il controllo differenziale che gestisce il sistema di cogenerazione in relazione alle temperature del serbatoio di centrale.

L'accensione del cogeneratore non è costante ma legata ai fabbisogni termici. Si può notare che all'inizio di ogni settimana, il carico termico è particolarmente elevato (Figura 8.24c), a causa del raffreddamento degli ambienti nel weekend, in quanto gli impianti termici sono

previsti spenti. Questa elevata richiesta implica un controllo attivo per alcuni giorni consecutivi.

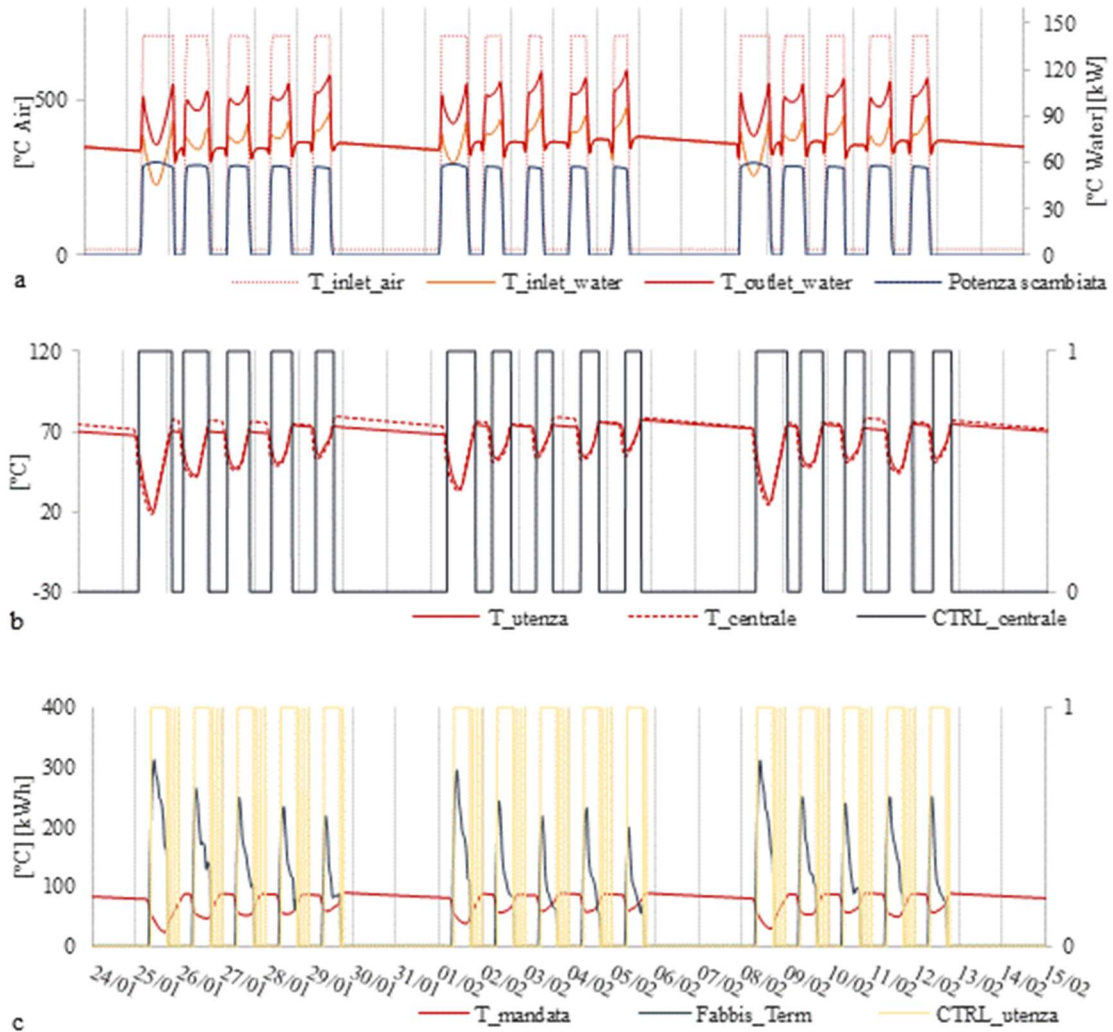


Figura 8.24 Andamenti energetici nelle settimane dal 25 gennaio al 15 febbraio. Temperature dei fluidi e potenza scambiata nello scambiatore aria-acqua (a), controllo del serbatoio di centrale e andamento delle temperature dei due serbatoi di centrale e utenza (b), temperatura media del serbatoio di utenza in relazione ai carichi e al controllo (c)

Nonostante ciò, rispetto al caso con turbina e grazie alla maggiore potenza scambiata tra fumi e acqua, nei primi giorni della settimana non riscontriamo un'accensione continua per giorni consecutivi, ma le temperature nel serbatoio riescono a stabilizzarsi nelle 24 ore. L'elevato carico porta il serbatoio di utenza, anche in questo caso, a raffreddarsi di 50°C in questa fase inerziale, anche se la ripresa avviene in maniera più rapida. Durante i seguenti giorni della settimana, in cui i carichi si stabilizzano, le temperature vengono mantenute tra i 60°C e i 95°C .

Durante i fine settimana, ad impianto spento e carichi nulli, le temperature dei serbatoi si abbassano, solo a causa delle perdite, di circa 10 °C, range che non implica l'accensione del generatore che avviene solo nel momento in cui subentrano i fabbisogni.

In Figura 8.24c viene invece mostrato il controllo che gestisce gli scambi tra serbatoio di centrale e di utenza e si attiva per valori al disotto dei 95°C del secondo. Questo controllo si presenta molto più intermittente in quanto è stata impostata una differenza di temperatura della banda morta inferiore pari a 2 °C, implicando l'attivazione della pompa più frequentemente.

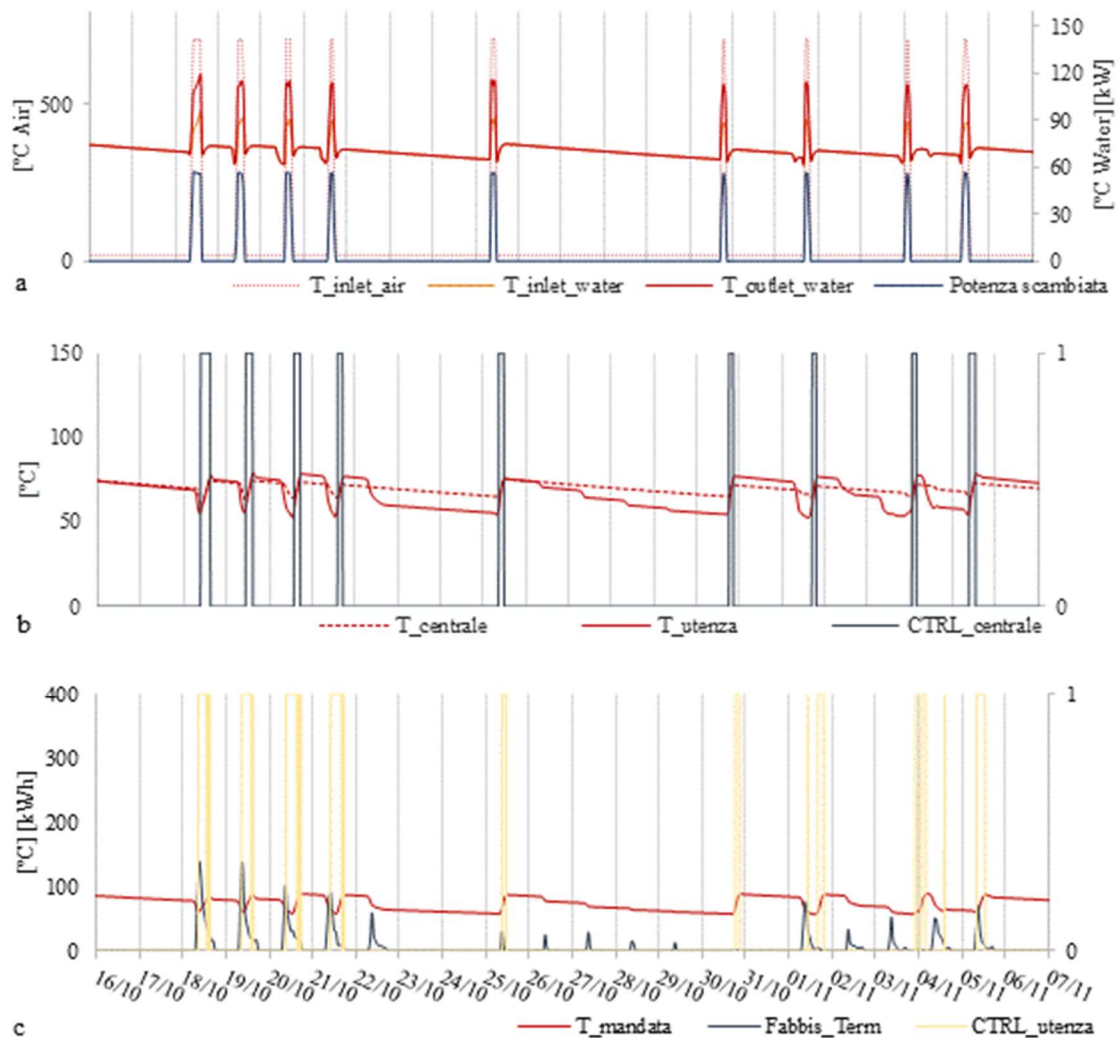


Figura 8.25 Andamenti energetici nelle settimane dal 16 ottobre al 7 novembre. Temperature dei fluidi e potenza scambiata nello scambiatore aria-acqua (a), controllo del serbatoio di centrale e andamento delle temperature dei due serbatoi di centrale e utenza (b), temperatura media del serbatoio di utenza in relazione ai carichi e al controllo (c)

Il secondo periodo analizzato copre le settimane dal 16 ottobre al 7 novembre (Figura 8.25) e coincide con le settimane iniziali del periodo di riscaldamento, quindi a temperature meno rigide e carichi termici meno elevati.

In Figura 8.25a si può notare che i periodi in cui vi è potenza scambiata sono molti di meno rispetto al caso precedente e la differenza di temperatura tra acqua di jacket e quella in uscita dallo scambiatore, resta compresa tra i 17 e i 25 °C con una potenza scambiata anche in questo caso di 55 kW medi.

In Figura 8.25b è possibile vedere l'andamento delle temperature dei due serbatoi e il controllo di accensione del cogeneratore. Le temperature del serbatoio di centrale subiscono dei raffreddamenti meno bruschi a causa dei carichi termici molto più bassi rispetto il periodo precedentemente analizzato. Nel periodo dal 23 al 31 ottobre, per carichi termici inferiori ai 50 kWh, i due serbatoi non subiscono un raffreddamento tale da attivare i due controlli in concomitanza con i carichi, se non nei giorni del 25 e 31 ottobre in cui si registra un'attivazione della pompa. La temperatura dell'acqua di centrale presenta un raffreddamento meno rapido rispetto a quello di utenza, di circa 22 °C in sei giorni, mentre a causa dei carichi il serbatoio di centrale presenta un decadimento della temperatura di 37°C.

In Figura 8.26 viene riportata l'energia mensile necessaria in input al cogeneratore, tenendo già in considerazione i fattori di efficienza, e la quantità di syngas necessario per ottenerla. Considerando un potere calorifico inferiore del syngas medio, pari a 6,5 MJ/Kg, risulta necessario un totale di 145 t di syngas per generare annualmente 60.392,98 kWh di energia termica e 58.879,62 kWh di energia elettrica.

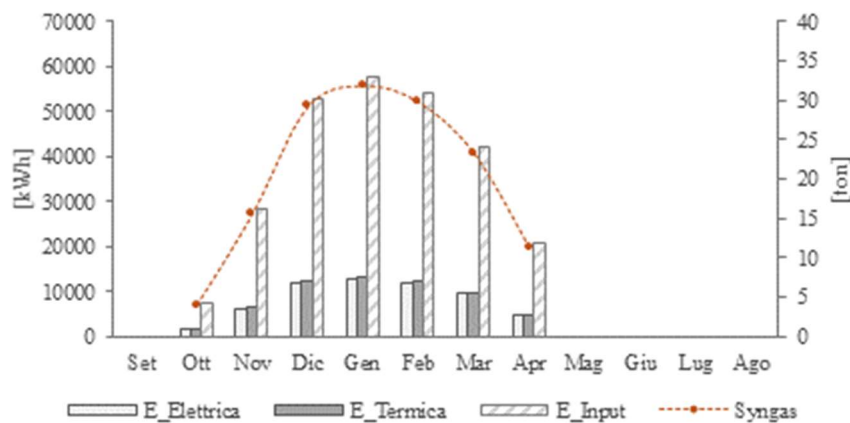


Figura 8.26 Energia dal combustibile necessaria in input al cogeneratore e tonnellate di syngas necessarie. Energia elettrica e termica generate mensilmente

La quantità di syngas necessario varia tra le 4 tonnellate nel mese di ottobre e le 31,9 tonnellate raggiunte nel mese di gennaio.

Tenendo conto della stima della biomassa disponibile e potenzialmente prelevabile analizzata nel Capitolo 4, il syngas ottenibile è pari a 806 t da residui forestali e 6854 t da latifoglie. Per soddisfare i fabbisogni della piccola comunità implementata sarebbe sufficiente il 18% di syngas ottenuto dalla gassificazione dei residui forestali e il 2% di quello proveniente dalla gassificazione dei residui da latifoglie.

In Figura 8.27 vengono riportate la quantità di energia elettrica prodotta tramite la cogenerazione con motore endotermico in relazione ai consumi dell'anno 2023. Anche in questo caso i mesi non rientranti nel periodo di accensione degli impianti di riscaldamento, presentano un totale prelievo dell'energia elettrica da rete. Nei mesi intermedi di ottobre e aprile, la percentuale di energia prelevata da rete ammonta rispettivamente al 37% e 89%, per un totale di 20.775,9 kWh annui.

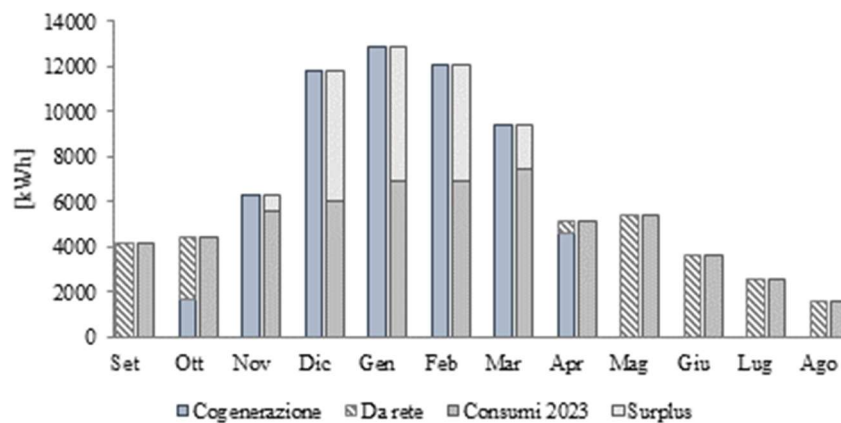


Figura 8.27 *Quantità di energia elettrica prodotta tramite il processo di cogenerazione con motore endotermico in relazione ai consumi mensili rilevati nell'anno 2023*

Nei mesi da novembre a gennaio tutta l'energia elettrica necessaria viene auto prodotta generando inoltre un surplus pari a 19.661,6 kWh annui, pari al 46% di quella prodotta nei mesi di dicembre gennaio e febbraio e all'11% e 20% per i mesi di novembre e marzo. L'idea di introdurre la possibilità di sistemi di cogenerazione per soddisfare i fabbisogni di una piccola comunità nasce dalla possibilità di sfruttare al massimo il potenziale energetico di una singola fonte, contribuendo all'ottimizzazione dei costi e alla riduzione delle emissioni di CO₂.

In Figura 8.28 sono riportate le percentuali di energia primaria rinnovabile e non rinnovabile, che entrano in gioco nei due diversi scenari di approvvigionamento dell'energia elettrica studiati in questo Paragrafo. In un primo caso, tutta l'energia elettrica necessaria viene prelevata dalla rete elettrica nazionale, e come nello scenario con turbina studiato precedentemente, le percentuali di energia primaria rinnovabile e non rinnovabile restano costanti con valori dell'80% per la quota non rinnovabile e 20% per la parte rinnovabile. Nel caso invece di cogenerazione con motore endotermico, nei mesi in cui vi è un elevato fabbisogno termico, i fabbisogni vengono totalmente soddisfatti autoconsumando l'energia elettrica autoprodotta. Questa condizione si presenta nei mesi da novembre a marzo. Nei mesi di ottobre e aprile, anche in questo caso prevedendo l'accensione dell'impianto in linea con le direttive del D.P.R 412/93, la quota di autoconsumo cala rispettivamente al 20% e al 77% con la necessità di energia primaria non rinnovabile pari al 65% e al 19% e energia primaria rinnovabile prelevata da rete pari al 16% e 5%.

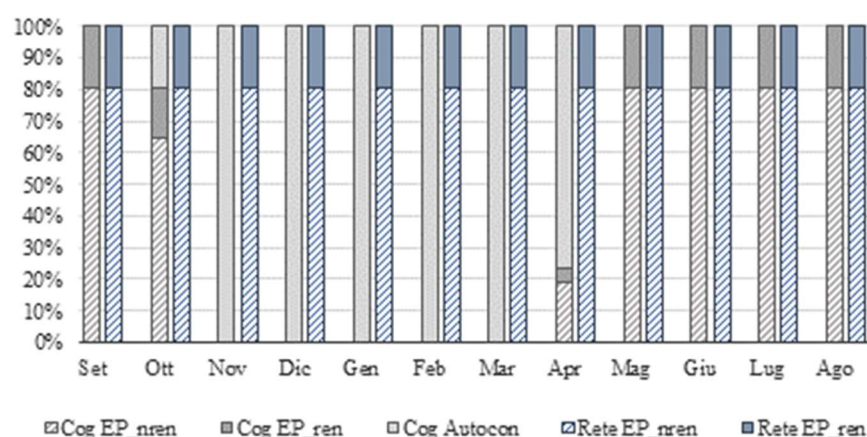


Figura 8.28 Percentuali dell'energia primaria rinnovabile e non rinnovabile nei due scenari di approvvigionamento dell'energia elettrica: da cogenerazione con motore endotermico e da rete elettrica nazionale

Sfruttare in modo più efficiente l'impiego della fonte primaria di energia è quindi strettamente collegato alla riduzione delle emissioni di gas serra e dell'impronta di carbonio complessiva. In Figura 8.29 sono riportati i consumi di CO₂ equivalente per ogni mese. Le emissioni individuate per il caso studio in assenza di impianto di cogenerazione ammontano a 53,8 tonnellate di CO₂ equivalente in un anno. La riduzione annuale conseguenza dell'impiego della cogenerazione è pari a 35 tonnellate, con l'annullamento totale delle emissioni nei mesi da dicembre a marzo. È registrabile, inoltre, una riduzione del 34% nel mese di ottobre, del 90% nel mese di novembre e del 74% nel mese di aprile.

A causa quindi della drastica riduzione dell'energia prelevata dalla rete, le emissioni di CO₂ vengono ridotte del 65% in un anno.

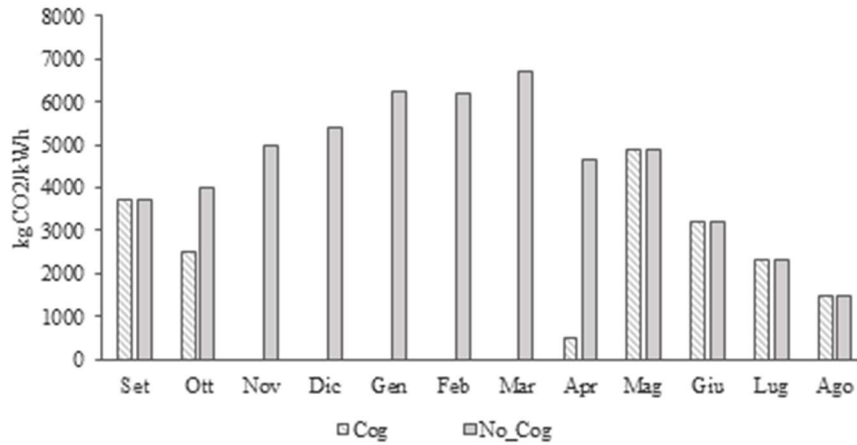


Figura 8.29 Emissioni di CO₂ equivalente legate all'approvvigionamento di energia elettrica, nel caso di totale dipendenza dalla rete elettrica nazionale e nel caso di implementazione del sistema di cogenerazione con motore endotermico

Sotto il profilo della sostenibilità ambientale, la cogenerazione è considerata una fonte di energia pulita, in quanto, incrementare efficienza nell'utilizzo dei combustibili fossili consente da un lato di ridurre i costi della bolletta energetica e dall'altro di determinare minori emissioni di sostanze inquinanti e di gas ad effetto serra.

Se però la cogenerazione a gas naturale è la tipologia più comune di impianto di cogenerazione, sfruttare il potenziale della biomassa fa sì che questi benefici aumentino notevolmente. Il caso studio descritto in questo Paragrafo permette infatti, grazie all'utilizzo di biomassa gassosa, di ottenere una quota di energia primaria rinnovabile pari al 40% contro la totalità di quota non rinnovabile legata all'impiego di gas naturale (Figura 8.30).

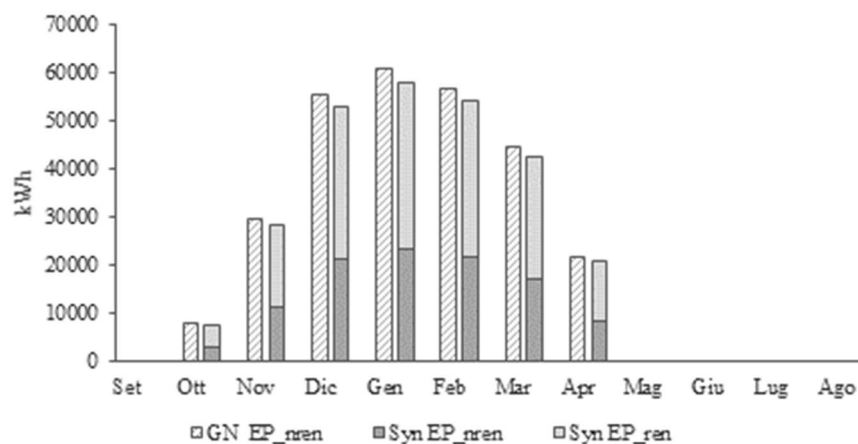


Figura 8.30 Energia primaria rinnovabile e non rinnovabile nei casi di cogenerazione con Gas Naturale e Syngas

Conseguentemente alla riduzione di energia primaria rinnovabile, in Figura 8.31, viene riportata la riduzione di CO₂ equivalente legata all'impiego di biogas. Nei mesi di funzionamento del cogeneratore si ottiene anche in questo caso una riduzione totale del 80%, pari a 46 tonnellate di CO₂ equivalente annuali.

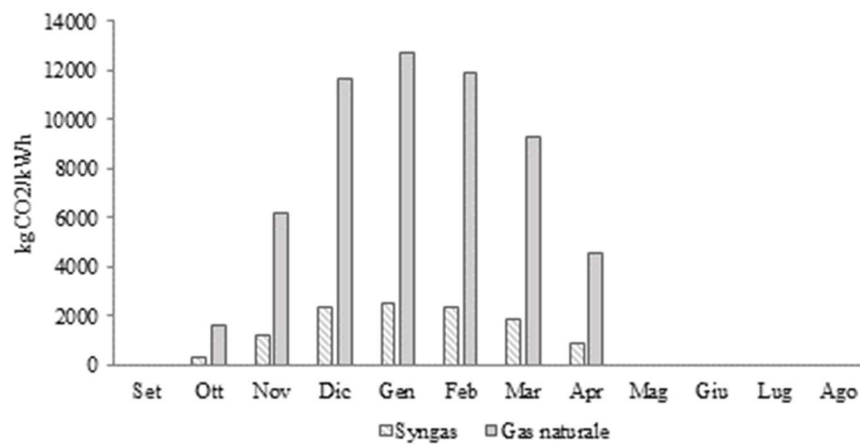


Figura 8.31 Emissioni di CO₂ equivalente nei casi di cogenerazione con Gas Naturale e Syngas

8.4 Analisi costi-benefici

Al tal fine di valutare da un punto di vista tecnico-economico la fattibilità dei sistemi di cogenerazione a biomassa, è stata effettuata un'analisi dei costi e dei ricavi per gli anni per cui è prevista l'erogazione degli incentivi.

Entrambi gli impianti, sia con turbina che con motore endotermico, sono stati analizzati per quantificare i tempi di ritorno dell'investimento. Sono stati considerati i tassi di sconto e di inflazione, al fine di ottenere come risultati i ricavi nei vari anni considerando i costi iniziali, i costi di gestione e manutenzione. L'analisi economica degli investimenti è stata effettuata utilizzando metodi di sconto che riportano tutti gli importi nello stesso istante temporale. Il metodo di sconto utilizzato è il VAN (Valore Attuale Netto), pari alla somma dei flussi di cassa netti scontati diminuiti del valore dell'investimento iniziale, come già discusso nel Paragrafo 4.5.

Sono stati considerati gli indici finanziari di sconto delle somme future utilizzando il tasso di sconto del cliente "d", i ricavi legati al tasso di inflazione energetica "e" e i costi legati al tasso di inflazione generale "g". Per quanto riguarda il tasso di sconto del cliente è stato fissato anche in questo caso pari ad un valore di 0,045; il tasso di inflazione generale è invece stato quantificato, in relazione agli attuali andamenti di mercato, pari a 0,08. Per quanto riguarda invece il tasso di inflazione dell'energia, sono stati considerati due scenari: il primo

in cui viene considerato pari al tasso di inflazione generare, un secondo caso in cui gli viene attribuito un valore pari a 0,15, per tenere in considerazione la volatilità dei prezzi energetici legati alle recenti tensioni internazionali.

In Tabella 8.12 vengono indicati gli indici economici utilizzati per lo studio.

Tabella 8.12 Indici economici usati per lo studio

		Caso 1	Caso 2
Tasso di inflazione del costo dell'energia	e	0,08	0,15
Tasso di sconto del cliente	d	0,045	0,045
Tasso generale di inflazione	g	0,08	0,08

Anche in questo caso i ricavi considerati per lo studio sono stati quelli legati alle comunità energetiche, anche in relazione al PNNR, l'energia elettrica immessa in rete e risparmiata e i consumi risparmiati di gas in relazione all'energia termica autoprodotta in cogenerazione.

La tariffa incentivante riconosciuta dal GSE per l'energia autoconsumata è costituita da una componente fissa e una variabile. La componente fissa diminuisce all'aumentare della potenza dell'impianto, mentre la componente variabile oscilla tra 0 e 40 euro per MWh, in base al prezzo di mercato dell'energia. Nel caso in esame, la tariffa incentivante prevista per gli impianti con potenza inferiore a 200 kW è pari a 80 €/MWh. Per considerare la componente variabile si sono analizzati entrambi i casi, calcolando il VAN sia con il contributo minimo che con quello massimo.

Il corrispettivo di valorizzazione varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA per l'energia elettrica condivisa ed è stata quantificata per questo studio pari a 8,48 €/MWh.

Il contributo in conto capitale del PNRR copre invece il 40% delle spese sostenute per la realizzazione degli impianti FER, con limiti e massimali definiti in base alla potenza dell'impianto, che nel caso in esame è pari a 1.200 €/kW per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW. A questo valore viene aggiunta l'IVA pari al 10%.

È stato considerato inoltre il ricavo legato all'energia non consumata ed immessa in rete, variabile in base alla tendenza del prezzo nazionale dell'energia per il ritiro dedicato e per questo studio fissato pari a 0,1097 €/kWh come riportato nella tabella dei prezzi minimi garantiti da ARERA in merito all'energia elettrica prodotta con biomassa [119].

Infine, le quote più importanti in un contesto di comunità energetica, sono quelle legate al ricavo ottenuto considerando tutta l'energia elettrica che non viene prelevata dalla rete e l'energia termica ottenuta nel processo di cogenerazione.

In Tabella 8.13 e Tabella 7.9 vengono riportati i ricavi considerati nell'analisi economica.

Tabella 8.13 Ricavi utilizzati nella definizione del VAN

Tariffa incentivante GSE	MIN 80 €/MWh MAX 120 €/MWh Decurtati dell'eventuale % in relazione alla % di cofinanziamento se si accede al conto capitale
Corrispettivo di valorizzazione ARERA	8,48 €/MWh
Contributo in conto capitale	1.200 €/kW
Energia elettrica immessa in rete;	0,1097 €/kWh
Energia elettrica non prelevata dalla rete	0,25 €/kWh
Energia termica recuperata	

Le analisi tecniche ed economiche sono state effettuate su 20 anni secondo le attuali disposizioni in termini di tariffe premio emanate dal GSE.

I costi sostenuti, con riferimento all'Equazione 4.1, si distinguono in investimenti iniziali (I_0) e costi di esercizio (C_k), con k anno di riferimento delle valutazioni del flusso di cassa.

Per la valutazione del costo iniziale I_0 , è stato considerato un valore di 1.200 €/kW per il cogeneratore con motore endotermico [122] e 1.600 €/kW per il turbogas [123]. Per la produzione di Syngas è stato considerato il valore di 700 € per Nm³/h [124] prodotti, andando a considerare solo quelli necessari alla cogenerazione per soddisfare i fabbisogni, come individuato nei Paragrafi 8.2.2 e 8.3.2. Considerando che la distribuzione dell'energia termica deve avvenire con un sistema di teleriscaldamento sono stati considerati anche i costi legati a questo fattore. Il valore utilizzato nelle analisi è pari a 0,097 €/kWh, dato fornito da Sustainable, Energy Authority of Ireland in una presentazione dal titolo "District heating and cooling: Spatial analysis of infrastructure costs and potential in Ireland" [125]. I costi di manutenzione sono stati invece considerati pari ad una percentuale annuale de 5% del costo totale dell'investimento iniziale.

Tabella 8.14 Casi studio presi in considerazione nell'analisi economica

Cogenerazione con Turbogas a Syngas				Cogenerazione con Motore Endotermico a Syngas			
	Conto Capitale	g	e		Conto Capitale	g	e
CTg=e	Si	0,08	0,08	CMg=e	Si	0,08	0,08
CTg≠e	Si	0,08	0,15	CMg≠e	Si	0,08	0,15

In Tabella 8.14 sono schematizzati tutti i casi studio considerati nella seguente analisi economica.

In Figura 8.32 vengono mostrati il Valore Attuale Netto (VAN) al ventesimo anno e il Tempo di Ritorno (TR) dell'investimento nei casi di cogenerazione con turbina e motore endotermico alimentati a syngas.

Nel caso in cui tasso di inflazione energetica e il tasso di inflazione generale coincidono, con un valore pari a 0,08, l'investimento restituisce un tempo di ritorno di circa 3 e 5 anni rispettivamente nei casi di cogenerazione con motore a combustione interna e turbina, con VAN al ventesimo anno con valori compresa tra 463590.23 € e 587999.50 €. Lo scenario, rispetto all'impiego di impianti fotovoltaici, risulta particolarmente favorevole, grazie soprattutto all'energia termica autoprodotta e che soddisfa totalmente il fabbisogno della comunità energetica ipotizzata.

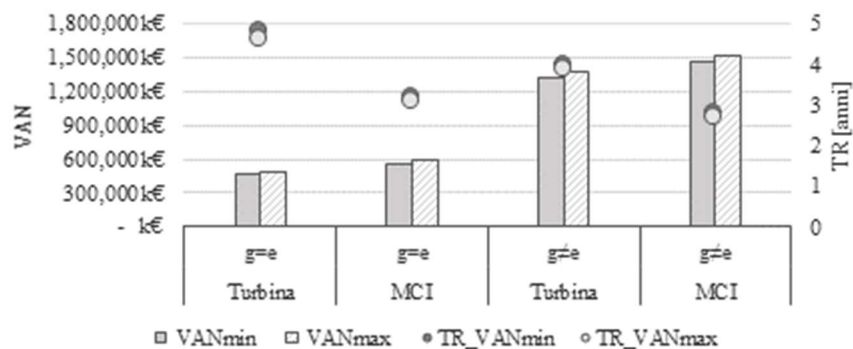


Figura 8.32 Valore Attuale Netto (VAN) al ventesimo anno e Tempo di Ritorno (TR) dell'investimento nei casi di cogenerazione con turbina e motore endotermico alimentati a syngas

Questo implica che vi è la totalità del risparmio legato all'uso del gas naturale per il riscaldamento degli ambienti. Altro fattore che contribuisce ai vantaggi legati a questa soluzione è il valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, vigenti per l'anno 2024 secondo i criteri previsti dalla deliberazione n. 280/07 ARERA. Per l'energia elettrica non utilizzata e immessa in rete come surplus, prodotta da biogas e biomasse fino a 2.000.000 kWh, il prezzo minimo garantito è pari a 109,7 €/MWh contro i 46,4 €/MWh per l'energia elettrica prodotta tramite solare fotovoltaico. Il motore endotermico risulta la tecnologia più vantaggiosa in quanto, sia i costi per kW istallati sono più bassi, ma anche i kW nominali installati. Nonostante il vantaggio economico legato all'uso di motori endotermici, da un punto di vista

tecnico, per un utilizzo intermettente, risulta molto più adatto l'utilizzo di una turbina, più flessibile e di più veloce avviamento.

Scenario estremamente più favorevole è quello che considera il tasso di inflazione del costo dell'energia pari a 0,15, con i tempi di ritorno che risultano tra i 2 e i 3 anni e il VAN che sale di un ordine di grandezza. In ogni caso, la variazione percentuale tra la valutazione del VAN con tariffa incentivante minima e massima, è pari al 5%.

I grafici riportati in Figura 8.33 riportano invece il Valore Attuale Netto nel caso utilizzo di motore endotermico (a) e Turbina (b) con Tasso di inflazione del costo dell'energia "e" uguale a 0,15 e Tasso generale di inflazione "g" pari a 0,08, e nei casi di utilizzo di motore endotermico (c) e turbina (d) con Tasso di inflazione del costo dell'energia "e" e Tasso generale di inflazione "g" entrambi pari a 0,08.

In tutti i casi si registra un ritorno dell'investimento nei 20 anni. I tempi di ritorno dell'investimento risultano estremamente convenienti con valori che variano dai 3 ai 6 anni, con valori di quasi 1,500,000 k€ nei primi due casi e di quasi 600,000k€ nei casi (c) e (d)

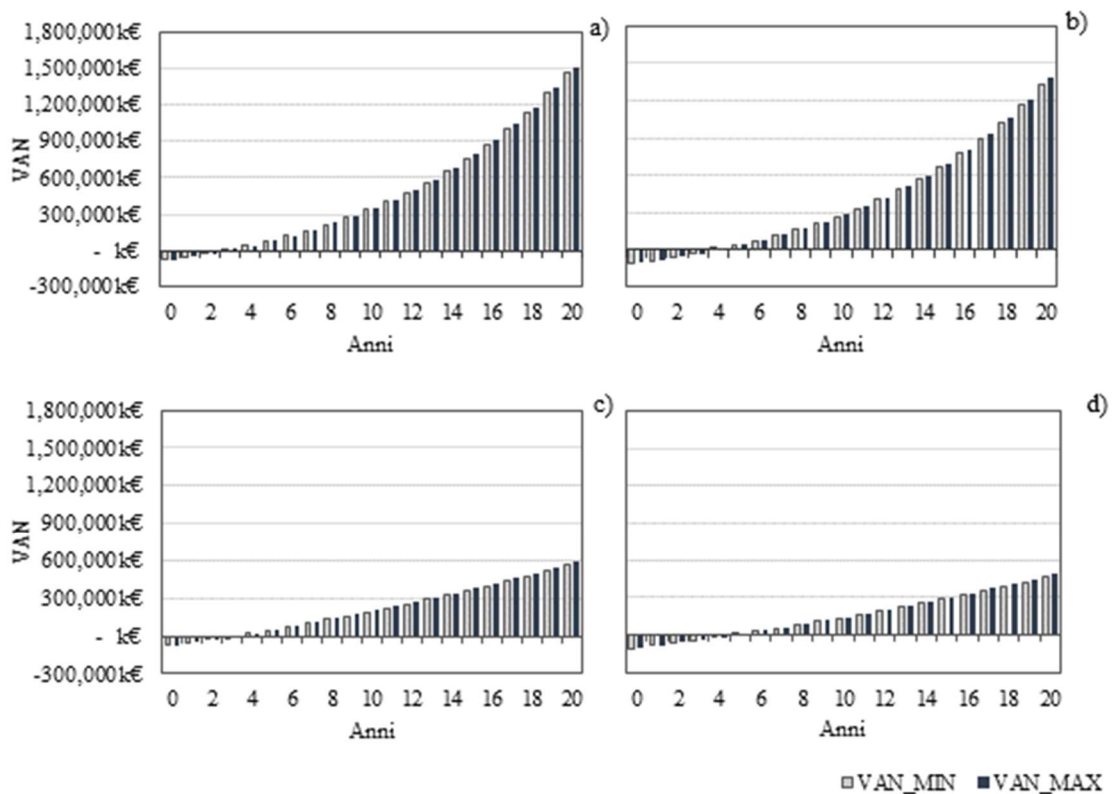


Figura 8.33 Valore Attuale Netto (VAN) in funzione degli anni nei casi di utilizzo di motore endotermico (a) e Turbina (b) con Tasso di inflazione del costo dell'energia "e" uguale a 0,15 e Tasso generale di inflazione "g" pari a 0,08, e nei casi di utilizzo di moto

Conclusioni

Ad oggi sussiste una disuguaglianza energetica globale che ha profonde implicazioni socioeconomiche e ambientali [126]. L'energia, infatti, rappresenta il principale responsabile del cambiamento climatico, contribuendo a oltre l'60% delle emissioni globali di gas serra e l'accesso limitato a fonti di energia pulita e sostenibile perpetua la povertà energetica. La dipendenza globale dai combustibili fossili è inoltre causa diretta o indiretta di tutte le guerre in atto nel pianeta, l'energia è quindi un fattore chiave nelle relazioni internazionali e nella stabilità globale.

Il titolo dell'obiettivo numero 7 per lo sviluppo sostenibile emanato dall'ONU, Clean Energy for All, fa riferimento all'accessibilità e alla sicurezza dell'energia: se accesso all'energia significa assicurare la disponibilità a tutto il genere umano, sicurezza energetica, secondo la definizione dell'IEA, si riferisce anche ad un adeguato prezzo per la fornitura che va inevitabilmente ad intrecciarsi con le tensioni per il controllo del petrolio in Medio Oriente e per chi vive in situazioni di povertà.

Il Prof. Livio de Santoli nell'incipit del suo libro "Energia per la Gente", torna indietro nel tempo, a quando John Lennon cantava di libertà, pace e speranza in *Power to the People*. De Santoli traspone questo concetto in "Energia per la gente" per parlare della necessità di un'energia condivisa e consapevolmente gestita con la nascita delle comunità di energia.

Power to the people è anche il titolo di un documentario diretto da Sabine Lubbe Bakker in cui racconta dell'isola di Samsø diventata famosa a livello internazionale per essere una delle prime comunità al mondo a raggiungere l'indipendenza energetica utilizzando esclusivamente fonti rinnovabili. La sua storia affonda le sue radici nel 1997 e da questioni più sociali che energetiche. Infatti, a seguito della chiusura del macello dell'isola, più di cento persone persero il lavoro. Nello stesso periodo il governo danese decise di lanciare un concorso nazionale alla ricerca di un'area adatta per l'energia rinnovabile e l'isola di Samsø vinse la competizione, ricevendo finanziamenti per lo sviluppo di un piano decennale. È così che oggi può vantare di aver raggiunto l'indipendenza energetica utilizzando un mix di eolico, solare e biomassa diventando di fatto *carbon neutral* grazie a 11 turbine eoliche on-shore e 10 off-shore, 4 impianti di teleriscaldamento locali alimentati a biomassa, pannelli solari e trasferendo l'energia prodotta in eccesso alla terraferma, garantendo una fonte di reddito ulteriore per i suoi abitanti, rappresentando un tangibile esempio di costituzione di "comunità sull'energia".

Ad oggi, le implementazioni di comunità di energia condivisa sono tantissime, in cui il denominatore comune è l'aver trovato all'interno della comunità stessa la forza propulsiva del cambiamento.

Proprio partendo da questo concetto si sono sviluppate le analisi oggetto del mio percorso di dottorato: trovare all'interno della comunità di Soveria Mannelli le basi su cui attuare la rivoluzione energetica e coinvolgere consapevolmente autorità, enti e cittadini.

Grazie alla sensibilità e allo sguardo rivolto al futuro della città di Soveria Mannelli, si è infatti potuto stipulare un accordo con il Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Energetica e Gestionale dell'Università della Calabria, per portare avanti un progetto di dottorato legato alla rivalutazione delle aree interne e marginalizzate del territorio italiano.

Nei tre anni delle attività di dottorato, sono stati diversi gli aspetti indagati: in un primo momento è stata necessaria un'approfondita conoscenza della storia normativa che caratterizza le comunità energetiche e l'analisi del territorio da un punto di vista energetico.

In seguito, si sono sviluppati una serie di scenari di studio per migliorare e valorizzare le risorse del territorio.

I risultati inerenti alle analisi condotte possono riassumersi come segue:

- dall'analisi dei costi energetici sostenuti negli ultimi anni dal Comune di Soveria Mannelli, su un periodo storico compreso tra il 2019 fino al 2023, ha consentito di ripartire i costi energetici sostenuti dal Comune in gruppi omogenei di attività, al fine di valutare il peso di ogni gruppo sul bilancio comunale. I quattro principali clusters individuati sono:

- Gli edifici del comune, in senso stretto;
- Le scuole;
- Tutti gli altri edifici le cui spese energetiche sono a capo del comune;
- I pozzi e i depuratori a servizio del territorio comunale.

Il comune di Soveria Mannelli ha affrontato una spesa legata all'energia elettrica in media di circa 75.000 €/anno con il 70% di essi legati al costo dell'energia per il funzionamento dei pozzi e dei depuratori, registrando la diminuzione dei consumi di alcuni centri di costo nel 2023 grazie ad interventi di efficientamento energetico.

- Oltre ai fabbisogni elettrici legati ad attrezzatura di base, sono stati valutati i carichi termici orari della scuola elementare, della scuola media, dell'ufficio tecnico e comune e della mensa scolastica. La valutazione del fabbisogno di riscaldamento per ciascun

edificio è stata condotta mediante simulazioni dinamiche secondo il modello orario descritto nella norma UNI EN ISO 52016-1. Dopo la valutazione delle richieste termiche, sono state scelte pompe di calore aria-acqua per ogni edificio analizzato, ne è stato calcolato il COP orario effettivo rispetto alla temperatura dell'aria esterna ed è stato valutato il fabbisogno elettrico nell'ottica di analizzare lo scenario che prevede la sostituzione dei generatori a metano con pompe di calore elettriche asservite da generatori PV, rendendo gli edifici completamente indipendenti dal gas naturale.

- una campagna sperimentale che ha riguardato il monitoraggio dei consumi elettrici e delle prestazioni di un impianto geotermico già esistente a servizio dell'edificio comunale e dell'ufficio tecnico, condotto mediante misuratori di corrente e tensione commerciali, ha evidenziato i maggiori assorbimenti elettrici settimanali nella scuola elementare, con valori compresi tra i 400 kWh e i 520 kWh. La contingentata occupazione settimanale della mensa, e le poche ore di funzionamento dell'impianto, fanno sì che l'edificio riporti i consumi minori per la climatizzazione effettuata con una pompa di calore VRF. Con una media di 278 kWh mensili, quest'ultima, influisce in media sui consumi totali del 28%, percentuale simile a quella riscontrabile nei consumi dell'edificio comunale.

Per quanto riguarda invece il monitoraggio dell'impianto geotermico, le condizioni dell'impianto non hanno permesso al momento di ottenere dati validi per la valutazione delle performance energetiche.

- Esaminando eventuali scenari di valorizzazione delle risorse rinnovabili locali, si è individuata nella biomassa, ricavabile dalla manutenzione ordinaria dell'ampia superficie boschiva del comune, una risorsa in grado di realizzare una catena energetica in una filiera corta bosco-energia. È stata quindi valutata la possibilità di trasformare la biomassa locale in syngas da utilizzare in processi di cogenerazione. L'approvvigionamento locale della materia prima rappresenta una soluzione ecocompatibile ed in questo contesto, dall'analisi del territorio, si è infatti pensato alla presenza del tratto ferroviario come mezzo di trasporto sostenibile e a basso costo.

- Due studi parametrici effettuati in ambiente di simulazione TRNSYS18 che fanno uso anche dei fabbisogni elettrici precedentemente menzionati, ha consentito di implementare un sistema di condivisione dell'energia e di effettuare analisi tecnico-economiche in uno scenario di produzione rinnovabile costituito inizialmente da generatori fotovoltaici installati sul tetto delle utenze municipali, dotati di accumulo elettro-chimico.

Attraverso un fattore di simultaneità, si è valutata anche la produzione fotovoltaica effettivamente auto-consumata utilizzando i profili elettrici reali misurati.

Il fattore di simultaneità tra produzione e consumo di energia elettrica fotovoltaica è stato studiato nel contesto specifico della mensa scolastica, il cui profilo di utilizzazione è alquanto “sui generis”, ed è stato valutato variando la dimensione del sistema fotovoltaico, la tecnologia dei pannelli solari e la gestione dei carichi interni. Le analisi hanno dimostrato che la tecnologia amorfa, nonostante sia più economica, non è indicata e, al contrario, l'impiego di 21 kW_p di pannelli assemblati con celle monocristalline mostra un fattore di simultaneità annuo di circa il 75%, dopo attenta ottimizzazione del *Demand Side Management*.

Ipotizzando che i generatori dei sistemi di condizionamento dell'aria negli edifici coinvolti in un'ipotetica comunità energetica municipale siano sostituiti con pompe di calore elettriche aria-acqua, con a supporto impianti fotovoltaici e accumuli elettrici per la gestione dei surplus, si è valutata mediante simulazioni TRNSYS18 l'energia realmente prodotta e condivisa individuando 21 combinazioni impiantistiche differenti.

Tra tutti gli scenari è stato rilevato un ruolo significativo dell'accumulo elettrico, osservando una riduzione fino al 30% dell'energia prelevata dalla rete installando una capacità di accumulo di 448 kWh per una potenza complessiva installata di 184 kW_p.

L'analisi economica, condotta alla luce delle ultime indicazioni dal GSE, considerando due tra le opzionabili configurazioni considerate (184 kW_p con 64 kWh di accumulo e 184 kW_p con 448 kWh) ha dimostrato che ricorrere al conto capitale, con decurtazione proporzionale della tariffa incentivante, è più vantaggioso rispetto alla piena tariffa incentivante ottenibile senza finanziamenti iniziali e disponibile su un periodo di 20 anni, in quanto si perviene ad un minor tempo di ritorno attualizzato e ad un Valore Attuale Netto sulla configurazione con il sistema di accumulo da 64 kWh.

- Nell'ottica di valorizzare la biomassa quantificata, si sono implementati tramite il software TRNSYS18 due scenari di cogenerazione: il primo con turbina a gas, il secondo con motore endotermico ed entrambi alimentati a syngas, utilizzando però il criterio di inseguimento dei carichi termici. Il vantaggio della turbina rispetto a m.c.i. risiede nella facilità di gestione, dal momento che il motore ha tempi di messa a regime e di regolazione molto più lunghi. Oltretutto, essendo Soveria Mannelli caratterizzata da un elevato numero di Gradi Giorno per riscaldamento, l'impiego condiviso anche dell'energia termica appare estremamente vantaggioso. Nel caso di utilizzo del turbogas, è necessario un totale di 148

ton di syngas per generare annualmente 69050,87 kWh di energia termica e 50870,86 kWh di energia elettrica, coprendo totalmente i fabbisogni termici e il 60% di quelli elettrici e registrando una riduzione di emissioni di CO₂ pari a 47 t/anno, circa l'80% in meno. Risultati simili si registrano con l'utilizzo di motore endotermico con un totale di 145 t di syngas necessario per generare annualmente 60392,98 kWh di energia termica e 58879,62 kWh di energia elettrica, ottenendo anche in questo caso un soddisfacimento del 100% dei fabbisogni termici e del 65% di quelli elettrici. L'analisi economica ha evidenziato che l'impiego di impianti di cogenerazione a syngas garantisce degli scenari molto più vantaggiosi, con tempi di ritorno anche pari a 5 anni, in quanto il ricavo rappresentato dall'energia termica risparmiata per il riscaldamento rappresenta una quota significativa dei ricavi totali. In aggiunta, l'incentivo elettrico legato al surplus immesso in rete è più vantaggioso alla luce della maggior tariffa disponibile in modalità "Ritiro dedicato". Infatti l'incentivo legato all'energia prodotta da biomassa gassosa non consumata ed immessa in rete è stato fissato pari a 0,1097 €/kWh, +135% dell'analogo valore di 0.0465 €/kWh disponibile per l'energia prodotta da solare fotovoltaico, per come riportato nella tabella dei prezzi minimi garantiti da ARERA per il 2024. In generale, l'investimento iniziale da sostenere da parte dell'ente comunale è essenzialmente il doppio rispetto a quelli richiesti per l'implementazione di generatori fotovoltaici con accumulo chimico (infatti il costo specifico in €/kW_e installato è significativo), tuttavia la maggior entità dei ricavi è in grado di prevalere sia sui maggiori costi di gestione di un sistema di cogenerazione, sia sul maggior esborso iniziale richiesto.

Da quando Enrico Mattei, il petroliere senza petrolio, sfidò le Sette Sorelle iniziando un periodo di autonomia nazionale e ponendo l'Italia fuori delle logiche economiche del tempo e stringendo accordi autonomamente con i Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa, le circostanze sono profondamente cambiate.

Ad oggi l'indipendenza energetica si presenta come una necessità e le fonti rinnovabili sono la risposta sia all'autonomia dalle potenze fornitrici ma anche più in generale dalle fonti fossili, con tutti i benefici che ne conseguono. L'unico problema risiede nell'aleatorietà dell'energia prodotta, tuttavia in questo studio la condivisione di flussi energetici sia elettrici che termici si è dimostrata una valida soluzione al problema, non sussistendo difficoltà né di natura tecnica, né di natura economica.

Ad oggi l'Italia, con un mix energetico pari circa al 40%, puntando alla valorizzazione e sostegno delle comunità energetiche, può marcare stretto quell'indipendenza.

Bibliografia

- [1] Agenzia per la Coesione Territoriale, «Fondo Sviluppo e Coesione,» [Online]. Available: <https://www.agenziacoesione.gov.it/lacoesione/le-politiche-di-coesione-in-italia-2014-2020/fondo-sviluppo-e-coesione/>. [Consultato il giorno Aprile 2024].
- [2] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, «eur-lex.europa.eu,» 26 10 2012. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT>. [Consultato il giorno Aprile 2024].
- [3] Ministero dell'Università e della Ricerca, «Piano Stralcio "Ricerca e Innovazione 2015-2017",» [Online]. Available: <https://www.ponricerca.gov.it/assi-e-azioni/altre-fonti-di-finanziamento-fondi-nazionali/piano-sviluppo-e-coesione/piano-stralcio-ricerca-e-innovazione-2015-2017/>. [Consultato il giorno Aprile 2024].
- [4] Ministero dell'Università e della Ricerca, «Programma Nazionale per la Ricerca,» [Online]. Available: <https://www.mur.gov.it/it/aree-tematiche/ricerca/programmazione/programma-nazionale-la-ricerca>. [Consultato il giorno Aprile 2024].
- [5] Agenzia per la Coesione Territoriale, «Strategia Nazionale Aree Interne,» [Online]. Available: <https://www.agenziacoesione.gov.it/strategia-nazionale-aree-interne/>. [Consultato il giorno Aprile 2024].
- [6] Dipartimento per le politiche di coesione e per il sud, «Le Aree Interne 2014 - 2020,» [Online]. Available: <https://politichecoesione.governo.it/it/politica-di-coesione/strategie-tematiche-e-territoriali/strategie-territoriali/strategia-nazionale-aree-interne-snai/le-aree-interne-2014-2020/>.
- [7] J. Wang, F. Liu, L. Li e J. Zhang, «More than innovativeness: Comparing residents' motivations for participating renewable energy communities in different innovation segment,» *Renewable Energy*, vol. 197, pp. 552-563, 2022.
- [8] C. Sebi e A.-L. Vernay, «Community renewable energy in France: The state of development and the way forward,» *Energy Policy*, vol. 147, n. 111874, December 2020.
- [9] A. Ebers Broughel e N. Hampl, «Community financing of renewable energy projects in Austria and Switzerland: Profiles of potential investors,» *Policy, Energy*, vol. 123, pp. 288-736, 2018.
- [10] V. Z. Gjorgievski, S. Cundeva e G. E. Georghiou, «Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review,» *Renewable Energy*, vol. 169, pp. 1138-1156, May 2021.
- [11] S. Soeiro e M. Ferreira Dias, «Community renewable energy: Benefits and drivers,» in *7th International Conference on Energy and Environment Research ICEER*, Porto, Portugal, 2020.
- [12] E. M. Gui e I. MacGill, «Typology of future clean energy communities: An exploratory structure, opportunities, and challenges,» *Energy Research & Social Science*, vol. 35, pp. 94-107, January 2018.
- [13] S. Torabi Moghadam, M. V. Di Nicoli, S. Manzo e P. Lombardi, «Mainstreaming Energy Communities in the Transition to a Low-Carbon Future: A Methodological Approach,» *Energies*, vol. 13, n. 1597, 2020.
- [14] R. Sudhoff, R. Derzbach, S. Schreck, S. Thiem e S. Niessen, «On the operation and implications of grid-interactive renewable energy communities,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, n. 101390, 2024.
- [15] V. Battaglia, L. Vanoli e M. Zagni, «Economic benefits of Renewable energy communities in smart districts: A comparative analysis of incentive schemes for NZEBs,» *Energy & Buildings*, vol. 305, 2024.
- [16] A. Corsini, G. Delibra, I. Pizzuti e E. Tajalli-Ardekani, «Challenges of renewable energy communities on small Mediterranean islands: A case study on Ponza island,» *Renewable Energy*, vol. 215, 2023.
- [17] F. Ceglia, E. Marrasso, C. Martone, G. Pallotta, C. Roselli e M. Sasso, «Towards the Decarbonization of Industrial Districts through Renewable Energy Communities: Techno-Economic Feasibility of an Italian Case Study,» *Energies*, vol. 16(6), n. 2722, 2023.

-
- [18] S. Sarfarazi, M. Deissenroth-Uhrig e V. Bertsch, «Aggregation of Households in Community Energy Systems: An Analysis from Actors' and Market Perspectives,» *Energies*, vol. 13(19), n. 5154, 2020.
- [19] G. Dobric e M. Zarkovic, «Towards Sustainable Energy Communities: Integrating Time-of-Use Pricing and Techno-Economic Analysis for Optimal Design—A Case Study of Valongo, Portugal,» *Energies*, vol. 17(14), n. 3375, 2024.
- [20] E. Moretti e E. Stamponi, «The Renewable Energy Communities in Italy and the Role of Public Administrations: The Experience of the Municipality of Assisi between Challenges and Opportunities,» *Sustainability*, vol. 15(15), n. 11869, 2023.
- [21] J. o. R. Studies, «Ecopreneurs, rural development and alternative socio-technical arrangements for community renewable energy,» vol. 52, pp. 33-41, 2017.
- [22] N. Saldanha e I. Beausoleil-Morrison, «Measured end-use electric load profiles for 12 Canadian houses at high temporal resolution,» *Energy and Buildings*, vol. 49, pp. 519-530, June 2012.
- [23] S. Lee, D. Whaley e W. Saman, «Electricity Demand Profile of Australian Low Energy Houses,» *Energy Procedia*, vol. 62, pp. 91-100, 2014.
- [24] L. Giannuzzo, F. D. Minuto e D. S. Schiera, «Reconstructing hourly residential electrical load profiles for Renewable Energy Communities using non-intrusive machine learning techniques,» *Energy and AI*, vol. 15, n. 100329, pp. 2666-5468, 2023.
- [25] M. S. Piscitelli, S. Brandi e A. Capozzoli, «Recognition and classification of typical load profiles in buildings with non-intrusive learning approach,» *Applied Energy*, vol. 225, 2019.
- [26] O. Alrawi, I. S. Bayram e S. G. K. M. Al-Ghamdi, «High-Resolution Household Load Profiling and Evaluation of Rooftop PV Systems in Selected Houses in Qatar,» *Energies*, vol. 12(20), n. 3876, 2019.
- [27] S. Ghosh, D. K. Panda, S. Das e D. Chatterjee, «Cross-Correlation Based Classification of Electrical Appliances for Non-Intrusive Load Monitoring,» in *021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, 2021.
- [28] M. Azaza e F. Wallin, «Smart meter data clustering using consumption indicators: responsibility factor and consumption variability,» *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 2236-2242, 2017.
- [29] J. Y. Park, X. Yang, C. Miller, P. Arjunan e Z. Nagy, «Apples or oranges? Identification of fundamental load shape profiles for benchmarking buildings using a large and diverse dataset,» *Applied Energy*, vol. 236, pp. 1280-1295, 15 February 2019.
- [30] A. M. Tureczek e P. S. Nielsen, «Structured Literature Review of Electricity Consumption Classification Using Smart Meter Data,» *Energies*, vol. 584, 2017.
- [31] E. Jozami, F. Mele, R. Piastrellini, B. Civit e S. Feldman, «Life cycle assessment of bioenergy from lignocellulosic herbaceous biomass: The case study of *Spartina argentinensis*,» *Energy*, vol. 254, n. 124215, 2022.
- [32] A. Arnau González, J. Riba, R. Puig e P. Navarro, «Review of micro- and small-scale technologies to produce electricity and heat from Mediterranean forests' wood chips,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 143-155, 2015.
- [33] L. A. Choque Campero, W. Wang e A. Martin, «Thermodynamic and exergetic analyses of a biomass-fired Brayton-Stirling cogeneration cycle for decentralized, rural applications,» *Energy Conversion and Management*, vol. 292, 2023.
- [34] F. Calise, F. L. Cappiello, L. Cimmino, M. Dentice d'Accadia e M. Vicidomini, «Thermo-economic analysis and dynamic simulation of a novel layout of a renewable energy community for an existing residential district in Italy,» *Energy Conversion and Management*, vol. 313, 2024.
- [35] L. Janota, K. Vávrová e R. Bízková, «Methodology for strengthening energy resilience with SMART solution approach of rural areas: Local production of alternative biomass fuel within renewable energy community,» *Energy Reports*, vol. 10, pp. 1211-1227, 2023.

-
- [36] F. Ceglia, E. Marrasso, C. Roselli e M. Sasso, «Energy and environmental assessment of a biomass-based renewable energy community including photovoltaic and hydroelectric systems,» *Energy*, vol. 282, 2023.
- [37] L. Pompei, F. Nardecchia e F. Bisegna, «A new concept of a thermal network for energy resilience in mountain communities powered by renewable sources,» *Sustainable Energy, Grids and Networks*.
- [38] Ö. Okur, F. Fiori e J. Fouladvand, «Adoption of renewable heating systems and thermal energy communities in the Netherlands: An empirical study,» *Energy Reports*, vol. 11, pp. 3815-3823, 2024.
- [39] «Pilastro Europeo dei Diritti Sociali,» 16 Aprile 2017. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/system/files/2017-12/social-summit-european-pillar-social-rights-booklet_it.pdf. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [40] Parlamento e Consiglio Europeo, «DIRECTIVE (EU) 2018/2001,» 2018. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [41] Parlamento e Consiglio Europeo, «DIRECTIVE (EU) 2019/944,» 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [42] REScoop.eu, «Q&A: What are ‘citizen’ and ‘renewable’ energy communities?,» 2019. [Online]. Available: <https://www.rescoop.eu/toolbox/q-a-what-are-citizen-and-renewable-energy-communities>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2023].
- [43] M. Pezzaglia, «Self-consumption in energy user systems,» 2019. [Online]. [Consultato il giorno 12 Aprile 2024].
- [44] ENERGY & STRATEGY GROUP, «ELECTRICITY MARKET REPORT,» 2020. [Online]. Available: <https://www.adaci.it/wp-content/uploads/Electricity-Market-Report-112020.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [45] Ministry for Ecological Transition Spain, «BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO Real Decreto 244/2019,» 2019. [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/dof/spa/pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [46] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado Spain, « Real Decreto-ley 23/2020,» 2020. [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/dof/spa/pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [47] Ambiente e Transição Energética Portugal, «Decreto-Lei n.º 162/2019,» 2019. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [48] Conseil constitutionnel France, «LOI RELATIVE À L'ÉNERGIE ET AU CLIMAT Décision n° 2019-791 DC,» 2019. [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000039356034>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [49] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, «Strategia Energetica Nazionale,» 2017. [Online]. Available: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/testo-integrale-sen-2017.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [50] Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente e delle Infrastrutture e Trasporti, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» 2019. [Online]. Available: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [51] PARLAMENTO e CONSIGLIO EUROPEO , «REGOLAMENTO (UE) 2018/1999,» 2018. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [52] European Union, «Clean Energy for all Europeans,» 2019. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [53] Gazzetta Ufficiale, «DECRETO-LEGGE 30 dicembre 2019, n. 162,» 2019. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].

-
- [54] Gazzetta Ufficiale, «LEGGE 28 febbraio 2020, n. 8,» 2020. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20G00021/sg>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [55] ARERA "Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente", «Delibera 318/2020/R/eel,» 2020. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/20/318-20>.
- [56] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO, «DECRETO 16 settembre 2020,» 2020. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [57] ARERA "Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente", «Consultazione 112/2020/R/eel,» 2020. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/20/112-20>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [58] Senato della Repubblica e Camera dei deputati, «LEGGE 22 aprile 2021, n. 53,» 2021. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/04/23/21G00063/SG>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [59] Gazzetta Ufficiale, «DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199,» 2021. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [60] Gazzetta Ufficiale, «DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 210,» 2021. [Online]. Available: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/sg>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [61] ARERA "Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente", «DELIBERAZIONE 15/2024/R/EEL,» 2024. [Online]. Available: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/015-2024-R-eel.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [62] ARERA "Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente", «TIAD - Allegato A alla deliberazione 727/2022/R/eel come integrato e modificato dalla deliberazione 15/2024/R/eel,» 2024. [Online]. Available: <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/22/727-22TIAD.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [63] Ministero dell'ambiente e della Sicurezza Energetica, «Decreto del 7 dicembre 2023 n. 414,» 2023. [Online]. Available: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Decreto%20CER.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [64] GSE "Gestore Servizi Energetici", «DECRETO CACER e TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR,» 2024. [Online]. Available: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/ALLEGATO%201%20Regole%20operative%20CACER%20def.pdf>. [Consultato il giorno 10 Aprile 2024].
- [65] Legambiente, «Comunità Energetiche Rinnovabili,» 2024. [Online]. Available: https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Comunita-energetice_report_2024.pdf. [Consultato il giorno 14 Aprile 2024].
- [66] «TERMOLOG IL SOFTWARE PER LA TERMOTECNICA,» Logical soft, [Online]. Available: <https://www.logical.it/software-termotecnica>. [Consultato il giorno 3 Maggio 2024].
- [67] Shelly Italia, «Shelly EM 50A,» [Online]. Available: https://www.shellyitalia.com/shelly-em/?gad_source=1&gclid=CjwKCAjw3NyxBhBmEiwAyofDYbe65y4Tcf5VqiHrcoRdq12J8yDEnJ0hPzv4dVp-w-mzeD0pvQEXpKR0C0_YQAvD_BwE.
- [68] Shelly Italia, «Shelly 3EM,» [Online]. Available: <https://www.shellyitalia.com/shelly-3em/>.
- [69] «TRIAS WESTLAND,» [Online]. Available: <https://www.triaswestland.nl/>. [Consultato il giorno 29 Aprile 2024].
- [70] Crowdthermalproject, «Development schemes for geothermal energy,» [Online]. Available: <https://www.crowdthermalproject.eu/>. [Consultato il giorno 29 Aprile 2024].
- [71] greenreport.it, «Comunità energetiche e reti di teleriscaldamento iniziano a parlarsi, a Radicondoli,» [Online]. Available: <https://greenreport.it/news/economia-ecologica/comunita-energetiche-e-reti-di-teleriscaldamento-iniziano-a-parlarsi-a-radicondoli/>. [Consultato il giorno 29 Aprile 2024].

-
- [72] INFOBUILD, «Comunità energetiche nei piccoli Comuni: l'esempio virtuoso c'è, basta provarci,» [Online]. Available: <https://www.infobuild.it/approfondimenti/comunita-energetiche-piccoli-comuni/>. [Consultato il giorno 29 Aprile 2024].
- [73] D. Cocco e P. Puddu, *Tecnologie delle energie rinnovabili*, Padova: SGEEditoriali, 2010.
- [74] ISPRA, «Corine Land Cover,» [Online]. Available: <https://www.isprambiente.gov.it/attivita/suolo-e-territorio/suolo/copertura-del-suolo/corine-land-cover>. [Consultato il giorno 15 Aprile 2024].
- [75] «Regolamento di attuazione della legge regionale 12 ottobre 2012 n. 45 "Gestione, tutela e valorizzazione del patrimonio forestale regionale",» 9 Aprile 2020. [Online]. Available: https://www.regione.calabria.it/website/portaltemplates/view/view_norme.cfm?1392. [Consultato il giorno 2024].
- [76] UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PERUGIA - Centro Ricerca Biomasse, «Accordo di collaborazione per lo studio e l'analisi delle potenzialità dell'utilizzo della biomassa e delle relative criticità,» 2014.
- [77] C. Di Blasi, V. Tanzi e M. Lanzetta, «A study on the production of agricultural residues in Italy,» *Biomass and Bioenergy*, n. 12, pp. 321-331, 1997.
- [78] Z. Khorshidia, N. H. Florinc, M. T. Hoa e D. E. Wileya, «Techno-economic evaluation of co-firing biomass gas with natural gasin existing NGCC plants with and without CO2 capture,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 49, pp. 343-363, 2016.
- [79] THERMOFLEX, «General Purpose Program for design & simulation of gas turbine combined cycles, cogeneration systems, conventional steam plants, renewable energy and other thermal systems,» ThermoFlow, [Online]. Available: https://www.thermoFlow.com/products_generalpurpose.html.
- [80] «TRNSYS Transient System Simulation Tool,» [Online]. Available: <https://www.trnsys.com/index.html>.
- [81] D. c. c. o. b. e. s. t. r. u. a. r. o. b. a. c. study, «Magni, Mara; Ochs, Fabian; de Vries, Samuel; Maccarini, Alessandro; Sigg, Ferdinand,» *Energy and Buildings*, vol. 250, 2021.
- [82] Regione Calabria, «Strategia Aree Interne - Area prototipo Reventino - Savuto,» 2018.
- [83] Terna Driving Energy, «Pubblicazioni statistiche,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.
- [84] F. Gracceva, B. Baldissara, A. Colosimo, D. Palma, Zini e Alessandro, «Analisi trimestrale del Sistema Energetico Italiano,» 2024.
- [85] «LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2022».
- [86] Terna Driving Energy , «DATI STATISTICI SULL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA 2022».
- [87] D. Bonata, F. Falchi, L. Favero, E. Rosenfeld e A. Sanchez, «LED: una soluzione per l'illuminazione pubblica in Italia?,» Osservatore CPI, [Online]. Available: <https://osservatoriocpi.unicatt.it/ocpi-pubblicazioni-led-una-soluzione-per-l-illuminazione-pubblica-in-italia>. [Consultato il giorno 27 Aprile 2024].
- [88] Nuova energia, «La scuola in bolletta,» vol. 01/2015.
- [89] D. Mattioli, A. Giuliano, G. Sabia, L. Petta, M. Ferraris e M. Granieri, «Efficientamento energetico di impianti di depurazione in ottica di economia circolare,» 2019.
- [90] M. Ferrando, F. Causone, T. Hong e Y. Chen, «Urban building energy modeling (UBEM) tools: A state-of-the-art review of bottom-up physics-based approaches,» *Sustainable Cities and Society*, vol. 62, n. 102408, 2020.
- [91] «Tracebase,» [Online]. Available: <https://github.com/areinhardt/tracebase>. [Consultato il giorno 2 Maggio 2024].
- [92] «Smart* Data Set for Sustainability,» [Online]. Available: <https://traces.cs.umass.edu/index.php/Smart/Smart>. [Consultato il giorno 2 Maggio 2024].

-
- [93] «Load Profile Generator,» [Online]. Available: <https://www.loadprofilegenerator.de/>. [Consultato il giorno 2 Maggio 2024].
- [94] S. L. Narnaware e N. Panwar, «Biomass gasification for climate change mitigation and policy framework in India: A review,» *Bioresource Technology Reports*, 2022.
- [95] C. Rodriguez Coronado, J. Tiyoko Yoshioka e J. Silveira, «Electricity, hot water and cold water production from biomass. Energetic and economical analysis of the compact system of cogeneration run with woodgas from a small downdraft gasifier,» *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 1861-1868, 2011.
- [96] A. Molino, S. Chianese e D. Musmarra, «Biomass gasification technology: The state of the art overview,» *Journal of Energy Chemistry*, 2016.
- [97] A. Kumar, Y. Demirel, D. Jones e M. Hanna, «Optimization and economic evaluation of industrial gas production and combined heat and power generation from gasification of corn stover and distillers grains,» *Bioresource Technology*, vol. 101, pp. 3696-3701, 2010.
- [98] F. Codignole Luz, M. H. Rocha, E. E. Silva Lora, O. J. Venturini, R. Vieira Andrade, M. Montagnana Vicente Leme e O. Almazán del Olmo, «Techno-economic analysis of municipal solid waste gasification for electricity generation in Brazil,» *Energy Conversion and Management*, vol. 103, pp. 321-337, 2015.
- [99] A. Nemmour, A. Inayat, I. Janajreh e C. Ghenai, «Syngas production from municipal solid waste plasma gasification: A simulation and optimization study,» *Fuel*, vol. 349, n. 128698, 2023.
- [100] A. Petrillo, M. Travaglioni, S. Di Fraia, L. Vanoli, D. Cirillo e M. La Villetta, «Experimental study and Life Cycle Assessment of biomass small-scale trigeneration plant,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 326, n. 129234, 2021.
- [101] Y. Wu, Y. Yan, S. Wang, F. Liu, C. Xu e T. Zhang, «Study on location decision framework of agroforestry biomass cogeneration project: A case of China,» *Biomass and Bioenergy*, vol. 127, n. 105289, 2019.
- [102] W. Dessie, X. Luo, F. He, Y. Liao, G. J. Duns e Z. Qin, «Valorizzazione della lignina: un passo cruciale verso il pieno utilizzo della biomassa, zero rifiuti e bioeconomia circolare,» *Biocatalisi e Biotecnologie Agrarie*, vol. 51, n. 102777, 2023.
- [103] S. Safarian, R. Unnthorsson e C. Richter, «Performance analysis and environmental assessment of small-scale waste biomass gasification integrated CHP in Iceland,» *Energy*, vol. 197, n. 117268, 2020.
- [104] T. J. Deka, A. I. Osman, D. C. Baruah e D. W. Rooney, «Assessment of bioenergy and syngas generation in India based on estimation of agricultural residues,» *Energy Reports*, vol. 9, pp. 3771-3786, 2023.
- [105] D. Cirone, P. Bevilacqua, R. Bruno, P. Morrone e N. Arcuri, «Biomass as a carbon neutral fuel for the energy transition: a case study on the gasification potential related to a REC planned for a mountain city,» in *78° Congresso nazionale ATI*, Carpi (MO), 2023.
- [106] A. Fuertes, N. Oliveira, I. Cañellas, H. Sixto e R. Rodríguez-Soalleiro, «An economic overview of *Populus* spp. in Short Rotation Coppice systems under Mediterranean conditions: An assessment tool for decision-making,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, n. 111577, 2021.
- [107] S. Jacob, D. Da Silva Perez, C. Dupont, J.-M. Commandré, F. Broust, A. Carriau e D. Sacco, «Short rotation forestry feedstock: Influence of particle size segregation on biomass properties,» *Fuel*, vol. 111, pp. 820-828, 2013.
- [108] P. B. R. B. P. M. a. N. A. D. Cirone, «Wooden biomass generators to increase the sustainability of energy communities in cold climates,» in *CEES 2023 | 2nd International Conference on Construction, Energy, Environment & Sustainability*, Funchal, Portugal, 2023.
- [109] Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, «Pnrr: al via la sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto ferroviario e stradale,» [Online]. Available: <https://www.mit.gov.it/comunicazione/news/pnrr-al-la-sperimentazione-dellidrogeno-nel-trasporto-ferroviario-e-stradale>. [Consultato il giorno 18 Aprile 2024].
- [110] FERSERVIZI Gruppo Ferrovie dello Stato, «482/2023/FORN,» [Online]. Available: https://www.gare.ferservizi.it/content/gare_ferservizi/it/esiti/fsi/forniture/2023/482-2023-forn.html. [Consultato il giorno 18 Aprile 2024].

-
- [111] Climate ADAPT, «Drax completes acquisition of 30 new rail wagons,» [Online]. Available: <https://it.railmarket.com/news/freight-rail/15319-drax-completes-acquisition-of-30-new-rail-wagons>. [Consultato il giorno 18 Aprile 2024].
- [112] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson e ., J. Palm, «Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,» *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80-94, 15 March 2015,.
- [113] A.-F. Marique e S. Reiter, «A simplified framework to assess the feasibility of zero-energy at the neighbourhood/community scale,» *Energy and Buildings*, vol. 82, pp. 114-122, Ottobre 2014.
- [114] L. F. Van Summeren, A. J. Wiczorek e G. P. Verbong, «The merits of becoming smart: How Flemish and Dutch energy communities mobilise digital technology to enhance their agency in the energy transition,» *Energy Research & Social Science*, vol. 79, n. 102160, p. September, 2021.
- [115] M. L. Maria Luisa Lode, S. Heuninckx, G. t. Boveldt, C. Macharis e T. Coosemans, «Designing successful energy communities: A comparison of seven pilots in Europe applying the Multi-Actor Multi-Criteria Analysis,» *Energy Research & Social Science*, vol. 90, n. 102671, 2022.
- [116] K. Ullah, V. Prodanovic, G. Pignatta, A. Deletic e M. Santamouris, «Technological advancements towards the net-zero energy communities: A review on 23 case studies around the globe,» *Solar Energy*, vol. 224, pp. 1107-1126, 2021.
- [117] CO-ENERGIA - Progetti collettivi di economia solidale, «Adotta un pannello,» [Online]. Available: <https://www.co-energia.org/component/k2/item/120-adotta-un-pannello.html>.
- [118] Calabria SUE, *Prezzario Regione Calabria 2022*.
- [119] ARERA "Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente, «Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2024,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/comunicati-operatore/dettaglio/aggiornamento-dei-prezzi-minimi-garantiti-per-lanno-2024>.
- [120] L. Schibuola, *La cogenerazione di energia elettrica e calore*, Bologna: Progetto Leonardo, 1997.
- [121] M. Vio, *Impianti di cogenerazione*, Editoriale Delfino, 2009.
- [122] D. Perrone, A. Algieri, P. Morrone e T. Castione, «Energy and Economic Investigation of a Biodiesel-Fired Engine for Micro-Scale Cogeneration,» *Energies*, vol. 14, n. 496, 2021.
- [123] E. Konecna, S. Yong Teng e V. Masa, «New insights into the potential of the gas microturbine in microgrids and industrial applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, p. 110078, 2020.
- [124] H. Kim, P. B. Parajuli, F. Yu e E. P. Columbus, «Economic Analysis and Assessment of Syngas Production using a Modeling Approach,» Louisville, Kentucky, 2011.
- [125] O. Gudmundsson, J. Thorsen e L. Zhang, «Cost analysis of district heating compared to its competing technologies,» *Energy and Sustainability*.
- [126] NAZIONI UNITE, «Agenda 2030 - Obiettivo 7: Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni,» [Online]. Available: <https://unric.org/it/obiettivo-7-assicurare-a-tutti-laccesso-a-sistemi-di-energia-economici-affidabili-sostenibili-e-moderni/#:~:text=Obiettivo%207%3A%20Assicurare%20a%20tutti,sostenibili%20e%20moderni%20%2D%20ONU%20Italia>.

Conferenze e Pubblicazioni

Articoli di rivista

1 *Monitoring Indoor Air Quality in Buildings: An Overview of Measuring Devices and Main Challenges for a Correct Operation*

D. Cirone, S. Romano, R. Bruno, N. Arcuri

April 2024

VOLUME: *Advancements in Indoor Environmental Quality and Health*

DOI: 10.5772/intechopen.114831

2 *Solar-Assisted Heat Pump with Electric and Thermal Storage: The Role of Appropriate Control Strategies for the Exploitation of the Solar Source*

S. Perrella, F. Bisegna, P. Bevilacqua, D. Cirone, R. Bruno

January 2024

Buildings 14(1):296

DOI: 10.3390/buildings14010296

3 *Energy Evaluations of a New Plant Configuration for Solar-Assisted Heat Pumps in Cold Climates*

S. Perrella, R. Bruno, P. Bevilacqua, D. Cirone, N. Arcuri

January 2023

Sustainability 15:1663

DOI: 10.3390/su15021663

4 *Techno-Economic Analysis of an Energy Community Based on PV and Electric Storage Systems in a Small Mountain Locality of South Italy: A Case Study*

D. Cirone, R. Bruno, P. Bevilacqua, S. Perrella, N. Arcuri

October 2022

Sustainability 14: 1-14

DOI: 10.3390/su142113877

5 *Summer and winter performance of an innovative concept of Trombe wall for residential buildings.*

P. Bevilacqua, R. Bruno, J. Szyszka, D. Cirone, A. Rollo

July 2022

Energy 258:124798

DOI: 10.1016/j.energy.2022.124798

6 *A Calibration of the Solar Load Ratio Method to Determine the Heat Gain in PV-Trombe Walls.*

R. Bruno, P. Bevilacqua, D. Cirone, S. Perrella, A. Rollo

January 2022

Energies 15(1):328

DOI: 10.3390/en15010328

7 *Efficiency Improvement of Photovoltaic Modules via Back Surface Cooling*

P. Bevilacqua, S. Perrella, D. Cirone, R. Bruno, N. Arcuri

February 2021

Energies14(4):895

DOI: 10.3390/en14040895

8 *The choice of appropriate generator systems to enhance the renewable energy share in buildings. A comparison between PV-assisted heat pumps and biomass boilers.*

R. Bruno, P. Bevilacqua, S. Perrella, D. Cirone, N. Arcuri

January 2021

E3S Web of Conferences 312:02014

DOI: 10.1051/e3sconf/202131202014

9 *The Role of Thermal Storage in Distributed Air-Conditioning Plants: Energy and Environmental Analysis*

P. Bevilacqua, S. Perrella, D. Cirone, R. Bruno, N. Arcuri

December 2020

International Journal of Architectural Engineering Technology 7(1):88-104

DOI: 10.15377/2409-9821.2020.07.7

10 *Performance Indexes of an Air-Water Heat Pump Versus the Capacity Ratio: Analysis by Means of Experimental Data* R. Bruno, F. Nicoletti, G. Cuconati, S. Perrella, D. Cirone

July 2020

Energies 13(3391):3391

DOI: 10.3390/en13133391

Conferenze

1. *BSA 2024 - Building Simulation Applications 6th IBPSA*

26/06/2024 – 28/06/2024, Free University of Bozen - Bolzano, Italy

“Assessment of the simultaneity factor between PV production and electric demand in a real scholar canteen belonging to a REC through TRNSYS simulations”

D. Cirone, R. Bruno, P. Bevilacqua, S. Perrella, N. Arcuri

Speaker: Daniela Cirone

2. *78° Congresso Nazionale ATI - Transizione energetica: ricerca e innovazione per le industrie, le comunità e il territorio.*

14/09/2023 – 15/09/2023, Carpi (MO), Italia

“Biomass as a carbon neutral fuel for the energy transition: a case study on the gasification potential related to a REC planned for a mountain city”

D. Cirone, J. Settino; R. Bruno

Corresponding author e speaker: Daniela Cirone

3. *CEES2023 - International Conference on Construction, Energy, Environment and Sustainability*

27/06/2023 – 30/06/2023, Funchal (Madera), Portogallo

"Wooden biomass generators to increase the sustainability of energy communities in cold climates"

D. Cirone, P. Bevilacqua, R. Bruno, P. Morrone, N. Arcuri

Corresponding author e speaker: Daniela Cirone

-
4. *77° Congresso Nazionale ATI - La sfida per il nuovo modello energetico nazionale tra decarbonizzazione, comunità energetiche e diversificazione delle fonti di energia*
13/09/2022 – 13/09/2022, Bari (BA), Italia

"Techno-economic analysis of alternative energy communities scenarios in small mountain localities in South Italy. A case study"

D. Cirone, R. Bruno, P. Bevilacqua, S. Perrella, N. Arcuri

Speaker: Daniela Cirone

5. *BSA 2022 - Building Simulation Applications 5th IBPSA - Italy Conference*
29/06/2022 – 01/07/2022, Free University of Bozen - Bolzano, Italy

"Thermo-hygrometric comfort analysis in a real public conference room to support a digital-twin targeted to parametric investigations"

R. Bruno, P. Bevilacqua, D. Cirone, N. Arcuri

Speaker: Daniela Cirone

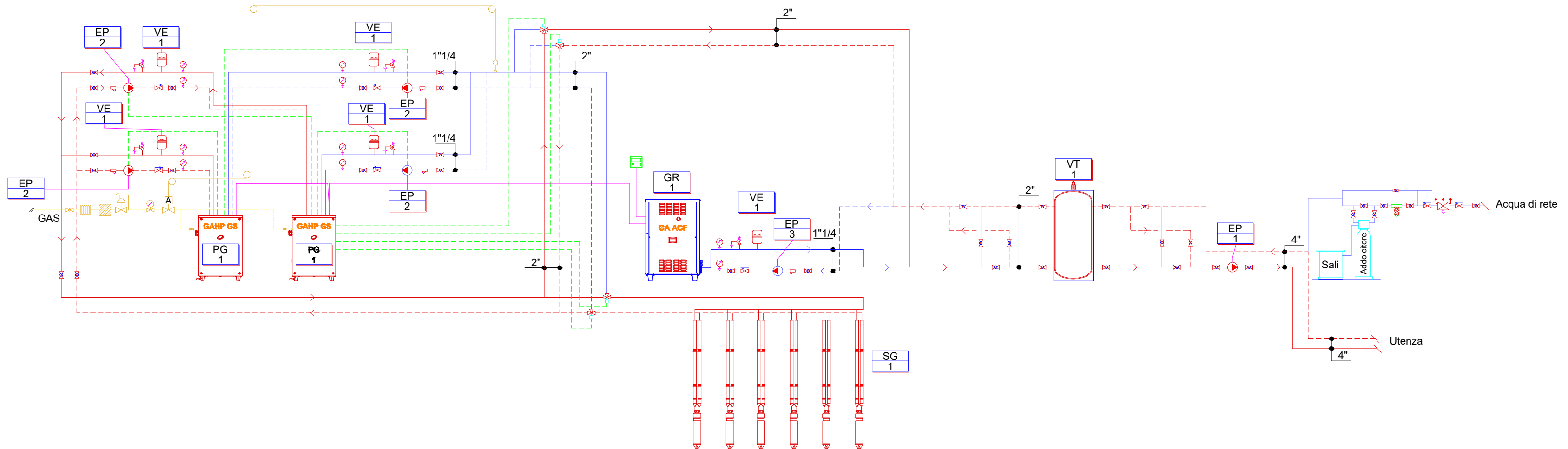
6. *IEEE MetroLivEnv - International Workshop on Metrology for Living Environment*
25/05/2022 – 27/05/2022, University of Calabria, Rende (CS), Italy

"Thermal comfort in wooden buildings in Mediterranean area. A field study."

P. Bevilacqua, R. Bruno, D. Cirone, A. Rollo, N. Arcuri

Speaker: Daniela Cirone

Allegati



- PG 1** Pompa di calore Geotermica Robur GAHP-GS HT
- GR 1** Gruppo refrigeratore ad assorbimento Robur ACF60
- EP 1** Elettropompa singola circuito FanCoil Q=3,91 l/s P=80 kPa
- EP 2** Elettropompa singola pompa di calore geotermica
- EP 3** Elettropompa singola gruppo refrigeratore ad assorbimento Q=1,1 P=55 kPa
- VE 1** Vaso di espansione
- VT 1** Volano termico Capacità Lt 1000
- SG 1** Sonde geotermiche

- Valvola di intercettazione
- Valvola di ritegno
- Filtro a Y
- Valvola deviatrice a 3 vie per inversione stagionale
- Disareatore
- Valvola di sicurezza
- Manometro
- Termometro
- Gruppo di riempimento
- Disconnettore
- Valvola di intercettazione combustibile con sonda
- Rubinetto portamanometro e manometro per gas
- Filtro e regolatore
- Giunto antivibrante
- Saracinesca gas

