



ISFOA
ISTITUTO SUPERIORE DI FINANZA ED ORGANIZZAZIONE AZIENDALE
LIBERA E PRIVATA UNIVERSITA' INTERNAZIONALE

Zugo



CH

CORSO DI LAUREA
in INGEGNERIA INDUSTRIALE

Curriculum

Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea

*Studio di fattibilità tecno-economica di una Comunità
Energetica Rinnovabile*

RELATORE

Prof. Stefano Masullo

CANDIDATO

Antonio Fiore

Anno Accademico 2023/2024

Abstract

La Direttiva Europea RED II, sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, introduce il concetto di Comunità di Energia Rinnovabile (CER). Si tratta di un'aggregazione tra cittadini, attività commerciali, enti territoriali, pubbliche amministrazioni e piccole/medie imprese che collaborano per produrre, consumare e condividere energia rinnovabile a livello locale, con l'intento di creare una rete decentralizzata in cui è richiesta la partecipazione attiva e consapevole del cliente finale. Questo nuovo paradigma energetico consente di soddisfare il fabbisogno di energia della popolazione e di proporre nuovi modelli socioeconomici incentrati sulla sostenibilità e la circolarità. Con il presente lavoro di tesi viene proposto uno studio di fattibilità tecno-economica relativo alle configurazioni CER localizzate nelle diverse zone del mercato elettrico nazionale con produzione di energia da un impianto fotovoltaico, al fine di un'analisi comparativa dei principali indicatori chiave di prestazione (KPIs) energetici ed economici. Viene, inoltre, valutata la producibilità di un impianto eolico in comparazione alla generazione di energia fotovoltaica. Lo studio è effettuato tramite lo sviluppo di un modello aggregato orario, in cui l'impianto di produzione è di proprietà della CER stessa, in assenza, quindi, di autoconsumo fisico da parte delle utenze coinvolte, e con riferimento, in termini di modalità incentivante dell'energia condivisa e nella definizione degli scenari del piano economico/finanziario, al Decreto CACER emanato dal MASE. Il modello aggregato implementato relativo al bilanciamento ottimale della CER indica una percentuale di energia condivisa pari al 97%, mediata nelle zone del mercato elettrico nazionale al variare della taglia dell'impianto fotovoltaico. Nello specifico, non si nota una deviazione significativa tra le aree territoriali, sia a livello energetico che economico. In particolare, l'indice di autoconsumo diffuso risulta essere dal 2% al 4% maggiore nelle regioni del Sud e nelle isole rispetto a quelle del Nord, mentre il tempo di ritorno dell'investimento (PBT), il tasso interno di rendimento (TIR) e il valore attuale netto (VAN) presentano valori leggermente più sfavorevoli nelle regioni settentrionali. In termini di scenari economico/finanziari sviluppati, la CER che beneficia del contributo

in conto esercizio aggiuntiva della misura di contributo in conto capitale sembra ottenere risultati più positivi nei KPIs analizzati. Infine, è stato valutato che il rapporto tra le ore equivalenti dell'impianto eolico rispetto all'impianto fotovoltaico installato come sistema di produzione per le configurazioni CER, deve avere un valore pari almeno a 1.44.

Abstract (english version)

The European Directive RED II, on the promotion of the use of energy derived from renewable sources, introduces the concept of Renewable Energy Communities (REC). This involves an aggregation of citizens, businesses, local authorities, public administrations, and small/medium-sized enterprises that collaborate to produce, consume and share renewable energy at local level, with the aim of creating a decentralised network in which the active and conscious participation from the end customer is required. This new energy paradigm enables meeting the energy needs of the population and proposing new socio-economic models focused on sustainability and circularity. With the present thesis, a techno-economic feasibility study is proposed concerning CER configurations located in different zones of the national electricity market, with energy production from a photovoltaic plant. The aim is to conduct a comparative analysis of the energetic and economic Key Performance Indicators (KPIs). Additionally, the feasibility of a wind power plant is evaluated in comparison to photovoltaic energy generation. The study is carried out through the development of an aggregated hourly model, where the production plant is owned by the CER itself. This implies the absence of physical self-consumption by the involved users. The reference is posed, in terms of incentivizing shared energy and in defining scenarios for the economic/financial plan, to the CACER Decree issued by MASE. The implemented aggregate model concerning the optimal balancing of the REC indicates a shared energy percentage of 97%, averaged across the zones of the national electricity market varying with the size of the photovoltaic plant. Specifically, no significant deviation is observed between territorial areas, both in energetic and economic terms. In particular, the widespread self-consumption index appears to be 2% to 4% higher in the Southern regions and islands compared to those in the North, while the payback time (PVT), internal rate of return (IRR) and net present value (NPV) exhibit slightly less favourable values in the Norther regions. In terms of developed economic/financial scenarios, the REC benefiting from the operating grant

with the adding of the capital grant measure seems to achieve greater outcomes in the analysed KPIs. Finally, it has been evaluated that the ratio between equivalent hours of the wind farm compared with the photovoltaic plant installed as a production system for the REC configuration must have a value of at least 1.44.

Indice

Elenco figure	VIII
Elenco tabelle	XII
Introduzione	1
1 Comunità energetiche rinnovabili: normativa europea e nazionale	5
1.1 Il quadro di riferimento europeo	6
1.1.1 Direttiva 2018/2001/EU	8
1.1.2 Direttiva 2019/944/EU	10
1.2 Il quadro di riferimento italiano	11
1.2.1 Decreto Milleproroghe	13
1.2.2 Delibera ARERA 318/2020	15
1.2.3 Decreto attuativo MISE	17
1.2.4 Attuazione della Direttiva 2018/2001/EU	18
1.2.5 Attuazione della Direttiva 219/944/EU	24
1.2.6 Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso	27
1.2.7 Finanziamenti del PNRR	31
1.2.8 Decreto Ministeriale MASE	32
1.2.9 Riassunto della normativa italiana vigente	36
2 Requisiti tecnici e giuridici di una comunità energetica rinnovabile	40
2.1 Costruzione e gestione di una CER	41
2.2 Forme giuridiche attivabili	44
2.3 Precondizioni tecniche	46
2.4 Struttura dell'investimento	48
3 Metodologia	51

3.1	Modello energetico	52
3.1.1	Flussi e KPIs energetici	53
3.1.2	Produzione da impianto fotovoltaico	55
3.1.3	Carico elettrico	59
3.2	Modello economico	64
3.2.1	Flussi e KPIs economici	65
3.2.2	Calcolo del prezzo dell'energia	70
3.2.3	Parametri economici di input	74
3.3	Bilanciamento della CER	76
4	Risultati	81
4.1	Risultati ottenuti dal modello energetico	82
4.2	Risultati ottenuti dal modello economico	87
5	Valutazione della risorsa eolica nelle configurazioni CER	91
5.1	Scelta territoriale del sito di installazione	92
5.2	Producibilità degli impianti FER	94
5.2.1	Impianto fotovoltaico	95
5.2.2	Impianto eolico	96
5.3	Risultati ottenuti	99
	Conclusioni	107
	Annesso A	110
	Annesso B	114
	Annesso C	118
	Bibliografia	122

Elenco figure

Figura 1.1 Percorso normativo europeo e nazionale relativo alle configurazioni CER	5
Figura 1.2 Andamento della tariffa premio per l'energia condivisa.....	37
Figura 1.3 Punti chiave del Decreto CACER del MASE	39
Figura 2.1 Fasi di pianificazione e gestione della CER.....	42
Figura 3.1 Produzione oraria di energia elettrica mediata nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS.....	56
Figura 3.2 Produzione mensile di energia elettrica mediata nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS.....	56
Figura 3.3 Produzione oraria di energia elettrica nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS di una giornata tipo	57
Figura 3.4 Produzione mensile cumulata di energia elettrica nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS.....	57
Figura 3.5 Curve di carico elettrico mensili cumulate riferite alle utenze residenziali	61
Figura 3.6 Curve di carico elettrico di utenti non residenziali nel giorno feriale.....	62
Figura 3.7 PUN medio annuo dal 2004 al 2023 e previsione del 2024 fornito dal GME	70
Figura 3.8 Profilo medio orario del PUN 2024 calcolato in una giornata tipo.....	72
Figura 3.9 Profilo medio mensile del PUN 2024 calcolato	72
Figura 3.10 Profilo medio orario dei dati storici del PUN in una giornata tipo	73
Figura 3.11 Profilo medio mensile dei dati storici del PUN.....	73

Figura 3.12 Variazione del ritorno sull'investimento rispetto al numero di POD aggregati alla CER al variare della taglia dell'impianto FV mantenendo costante il numero di utenze non residenziale.....	78
Figura 3.13 Variazione dell'indice di autoconsumo virtuale rispetto al numero di POD aggregati alla CER al variare della taglia dell'impianto FV mantenendo costante il numero di utenze non residenziale.....	80
Figura 4.1 Indice di autoconsumo virtuale nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	82
Figura 4.2 Variazione stagionale dell'indice di autoconsumo virtuale nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri (1).....	83
Figura 4.3 Variazione stagionale dell'indice di autoconsumo virtuale nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri (2).....	84
Figura 4.4 Bilancio energetico annuale della CER nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri.....	85
Figura 4.5 Tempo di ritorno dell'investimento nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri.....	88
Figura 4.6 Tasso interno di rendimento nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri..	88
Figura 4.7 Valore attuale netto a 20 anni di TPI nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri.....	89
Figura 4.8 Bilancio economico della CER nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	90

Figura 5.1 Mappatura dell'area scelta per l'installazione dell'impianto eolico del caso studio tramite il Global Wind Atlas (10 m)	92
Figura 5.2 Cabina primaria scelta per il caso studio tramite la mappa interattiva del GSE.....	93
Figura 5.3 Produzione oraria di energia elettrica da un modulo fotovoltaico di 1 kWp relativo al caso studio in riferimento ad una giornata tipo	95
Figura 5.4 Produzione mensile di energia elettrica da un modulo fotovoltaico di 1 kWp relativo al caso studio.....	95
Figura 5.5 Curva di potenza della turbina eolica da 100 kW di potenza nominale..	96
Figura 5.6 Produzione oraria di energia elettrica da una turbina eolica di 100 kW relativo al caso studio in riferimento ad una giornata tipo	97
Figura 5.7 Produzione mensile di energia elettrica da una turbina eolica di 100 kW relativo al caso studio	97
Figura 5.8 Curva di distribuzione oraria della risorsa eolica combinata alla distribuzione di Weibull.....	98
Figura 5.9 Curva di distribuzione della produzione di energia eolica rispetto alla velocità del vento	98
Figura 5.10 Curva oraria di energia condivisa all'interno della CER del caso studio in riferimento ad una giornata tipo a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	99
Figura 5.11 Curva cumulata mensile di energia condivisa all'interno della CER del caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri.....	100
Figura 5.12 Indici di autosufficienza relativi al caso studio in riferimento alla tipologia di impianto installato a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri.....	101

Figura 5.13 Indici di autoconsumo virtuale relativi al caso studio in riferimento alla tipologia di impianto installato a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	101
Figura 5.14 Tempo di ritorno dell'investimento relativo al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	103
Figura 5.15 Tasso interno di rendimento relativo al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	103
Figura 5.16 Valore attuale netto a 20 anni di TPI relativo al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	104
Figura 5.17 Ore equivalenti degli impianti considerati nel caso studio	106

Elenco tabelle

Tabella 1.1 Calcolo della tariffa premio per l'energia condivisa	37
Tabella 1.2 Correzione della tariffa premio per l'energia condivisa per impianti fotovoltaici	38
Tabella 1.3 Investimento di riferimento massimo per l'erogazione del contributo in conto capitale	38
Tabella 3.1 Comuni di riferimento considerati delle rispettive zone del mercato elettrico nazionale	52
Tabella 3.2 Produzione annua di energia elettrica nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS	58
Tabella 3.3 Superfici ipotetiche per tipologia di edificio per la generazione delle curve di carico elettrico di utenti non residenziali	62
Tabella 3.4 Date delle festività e dell'attività scolastica.....	63
Tabella 3.5 Valore IRAP per zona del mercato elettrico nazionale.....	68
Tabella 3.6 Parametri economici di input relativi al costo capitale e operativo della CER per la definizione del business plan	75
Tabella 3.7 Numero di utenti non residenziali aggregati	77
Tabella 3.8 Risultati dell'analisi di sensibilità sull'indice di autoconsumo al variare del numero di utenti aggregati alla CER e mantenendo il numero di utenze non residenziali	79
Tabella 4.1 KPIs energetici della CER nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri..	86

Tabella 5.1 Parametri di output al primo anno di progetto del modello energetico ed economico relativi al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri	105
--	-----

Introduzione

Negli ultimi decenni, il settore energetico ha subito una trasformazione senza precedenti, guidata dalla necessità di affrontare sfide globali quali il cambiamento climatico e la transizione verso la produzione energetica sostenibile basata su fonti rinnovabili. In questo contesto, l'Unione Europea si è posizionata in prima linea, impegnandosi a realizzare un sistema energetico sostenibile, sicuro e competitivo. Tale impegno si è concretizzato attraverso l'adozione di obiettivi ambiziosi da realizzare entro il 2030 e la programmazione di una strategia a lungo termine, volta a raggiungere un impatto climatico zero entro il 2050.

Nel 2016 l'Unione Europea ha presentato, poi aggiornato nella sua versione definitiva nel 2019, il Clean Energy for All European Package (CEP) [1], un insieme di atti legislativi che ridisegnano il settore energetico attraverso misure volte a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili, l'efficienza energetica, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e a rafforzare la governance energetica a livello comunitario.

Tra gli obiettivi chiave del CEP vi è l'impegno a raggiungere almeno il 40% di riduzione delle emissioni di gas serra, il 32% di energia rinnovabile nel consumo energetico e almeno il 32.5% di efficienza energetica. Nel 2022, l'Unione Europea ha presentato un nuovo e più ambizioso piano, il REPowerEU [2], in cui si prevede una legislazione più stringente per aumentare la capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, si propone di aumentare al 42.5% l'obiettivo vincolante UE per il 2030, con l'ulteriore ambizione di raggiungere il 45%.

Inoltre, il CEP si propone di agevolare l'accesso al mercato dell'energia per i consumatori, promuovendo la partecipazione attiva del cliente finale. Con le Direttive 2018/2001/EU [3] e 2019/944/EU [4] è stato introdotto il concetto di *Energy Community*, prevedendo due diversi modelli di condivisione dell'energia: le Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC) e le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). In

entrambe le configurazioni è prevista la possibilità, per i membri della comunità, di svolgere collettivamente attività di produzione, distribuzione, consumo, condivisione e vendita dell'energia autoprodotta [5]. In linea con il quadro di policy europeo, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [6] approfondisce gli aspetti inerenti all'autoconsumo e alle comunità energetiche, con l'obiettivo di porre il cittadino e le piccole/medie imprese al centro del sistema energetico, affinché possano assumere un ruolo primario e godere dei benefici della trasformazione energetica.

I vantaggi delle configurazioni CER si possono identificare, in primo luogo, a livello ambientale, con una riduzione delle emissioni di CO₂ in termini di produzione di energia elettrica. Le CER permettono di diffondere sul territorio impianti FER di piccola e media taglia in prossimità dei consumatori finali, il cui autoconsumo configura un aumento di efficienza per la rete elettrica permettendo la riduzione delle perdite di trasporto/distribuzione dell'energia elettrica e la mitigazione dello sbilanciamento tra domanda e offerta. A livello economico, le CER costituiscono un impatto diretto in termini di risparmio in bolletta per gli utenti membri della comunità e in termini di creazione di valore aggiunto e occupazione lavorativa, principalmente nel campo dell'installazione e manutenzione degli impianti FER. Un impatto indiretto rilevante è associato alle modalità di coordinamento tra i soggetti del territorio e la collaborazione con altri attori locali, con la possibilità di innescare processi di condivisione di strategie per lo sviluppo locale. A livello sociale le CER, in quanto innovazioni sociali, hanno un impatto atteso in termini di processo, orientato al coinvolgimento dei soggetti appartenenti al sistema energetico e in particolare ai cittadini (esclusi nel modello tradizionale di produzione energetica), per cui si prevede un'evoluzione dall'essere passivi consumatori ad essere utenti informati del mercato energetico, e in termini di risultati, in modo tale da rendere l'energia un bene comune e accessibile, configurando le CER come strumenti di mitigazione della povertà energetica. Infine, per quanti riguarda gli impatti sociali legati al territorio, si apre la

possibilità di impiegare i proventi generati dal sistema di incentivazione a favore della promozione di servizi ad alto valore sociale locale [7].

Con il presente elaborato di tesi è proposto uno studio di fattibilità tecno-economica relativo alle configurazioni CER con lo scopo di un'analisi comparativa in termini dei principali indicatori chiave di prestazione (KPIs), a livello energetico ed economico, nelle diverse zone del mercato elettrico nazionale. Con la pubblicazione del D.M. n. 414 del 7 dicembre 2023 emanato dal MASE [8], ufficialmente in vigore dal 24 gennaio 2024, è prevista l'estensione territoriale per la comunità oltre il limite della cabina primaria, andando a comprendere potenzialmente tutta la zona di mercato elettrico su cui essa insiste. Inoltre, viene definito il meccanismo incentivante relativo all'energia condivisa all'interno della CER, il quale è differenziato in base alla taglia dell'impianto di produzione ed indicizzato rispetto al Prezzo Zonale (Pz) dell'area di mercato cui la CER afferisce. In aggiunta alla tariffa premio per l'energia condivisa, è previsto un fattore correttivo relativo al livello di insolazione dipendente dalla localizzazione dell'impianto, maggiore nelle regioni del Nord e nullo al Sud e nelle isole. Il decreto prevede, inoltre, la cumulabilità del contributo in conto esercizio con un contributo in conto capitale, nella misura massima del 40% dei costi ammissibili per lo sviluppo delle CER nei Comuni con meno di 5 000 abitanti, attraverso la realizzazione o il potenziamento di impianti FER, con una decurtazione annua della tariffa premio incentivante di un fattore che varia linearmente fino al valore massimo pari a 0.50.

Sulla base delle recenti disposizioni introdotte dal decreto MASE, è sviluppato un modello aggregato orario di CER localizzata nelle sette zone del mercato elettrico nazionale, ovvero un modello tale da non tenere conto dell'autoconsumo fisico delle utenze inserite all'interno della configurazione energetica. Tale modello considera la produzione di energia da un impianto fotovoltaico, mantenendo costanti la taglia dell'impianto di produzione e la composizione ottimale della CER in termini di utenti membri. L'analisi comprende la valutazione dell'indice di autoconsumo virtuale e dell'indice di autosufficienza della comunità, a livello energetico, e del tempo di

ritorno dell'investimento, del tasso interno di rendimento e del valore attuale netto, in termini di parametri economici. La valutazione economica è effettuata considerando un primo scenario in cui è previsto unicamente il contributo in conto esercizio e un secondo scenario che vede l'aggiunta del contributo in conto capitale. È inoltre valutata l'installazione di un impianto eolico e un impianto combinato fotovoltaico-eolico per una cabina primaria localizzata in un'area geografica tale da avere un sufficiente potenziale ventoso, tale da esaminarne la fattibilità in merito alla configurazione CER.

CAPITOLO 1

Comunità energetiche rinnovabili: normativa europea e nazionale

In questo paragrafo sono esposti i punti chiave delle normative europee e nazionali relative alle configurazioni CER, percorso normativo che ad oggi termina con il D.M. emesso dal MASE [8] su cui è basato il presente lavoro di tesi. Sono quindi presentati gli elementi caratterizzati delle linee guida europee che vedono il cliente finale come partecipante attivo nelle dinamiche del mercato elettrico e nel percorso di transizione energetica per conseguire gli obiettivi posti in termini di neutralità climatica. L'Italia recepisce le direttive emanate dall'UE attraverso un percorso legislativo di adeguamento della normativa in materia di risorse energetiche rinnovabili e di comunità energetiche.

In figura 1.1 è riportato il percorso normativo europeo e nazionale relativo alle configurazioni CER.

Figura 1.1 Percorso normativo europeo e nazionale relativo alle configurazioni CER



1.1 Il quadro di riferimento europeo

Nell'ottica di una transizione energetica per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, l'Unione Europea ha adottato una politica coordinata con gli Stati membri per le programmazioni energetiche nazionali. L'articolo 194 del *Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea* (TFUE) [9] introduce una base giuridica specifica per il settore energetico, basata su competenze condivisa tra l'UE e gli Stati membri. Nel quadro di funzionamento del mercato interno, l'UE ha stabilito essenzialmente quattro linee di intervento:

- sicurezza dell'approvvigionamento, in modo da assicurare una fornitura affidabile di energia quando e dove necessario;
- garantire il funzionamento del mercato dell'energia e la sua competitività, per assicurare prezzi ragionevoli per utenze domestiche e imprese;
- promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie innovative e rinnovabili attraverso l'abbattimento delle emissioni di gas a effetto serra e la riduzione della dipendenza da combustibili fossili;
- promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

In questo quadro di politica energetica comune europea, si inserisce il CEP [1], contenente diverse misure legislative nel settore di efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Tra queste, la Direttiva 2018/2001/EU [3], nota come *Renewable Energy Directive* (RED II), che favorisce la promozione delle forme di energia da fonti rinnovabili, e la Direttiva 2019/944/EU [4], nota come *Internal Electricity Market Directive* (IEM), relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, sono atte alla promozione del ruolo attivo da parte del consumatore e introducono il concetto di comunità energetica rinnovabile e gruppi di autoconsumo collettivo. La Direttiva RED II dispone, tra le varie norme, che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che, entro il 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo sia almeno pari al 32% e che la

quota di energia prodotta da forme di energia a fonte rinnovabile nel settore trasporti sia almeno pari al 14% nel consumo finale lordo. La Direttiva IEM, invece, ha introdotto a livello normativo nuovi soggetti per favorire la partecipazione degli utenti finali (e non) al mercato di energia elettrica. Insieme, le due direttive, riconoscono a livello istituzionale i due concetti normativi di comunità energetica rinnovabile e autoconsumo collettivo, permettendo così uno sviluppo consistente a livello dei singoli territori nazionali.

1.1.1 Direttiva 2018/2001/EU

La RED II [3], nel favorire lo sviluppo del mercato dell'energia da fonti rinnovabili, evidenzia la partecipazione attiva del cliente finale e, in particolare, del cittadino e delle autorità locali nell'ambito della transizione energetica.

Viene definito *“autoconsumatore di energia rinnovabile”* il 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 (art. 2 comma 14 Direttiva 2018/2001/EU). *“Autosumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”* sono quindi definiti come un gruppo di almeno due consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi dell'art. 2 comma 2 e si trovano nello stesso edificio o condominio (art. 2 comma 15 Direttiva 2018/2001/EU). La Direttiva introduce inoltre il concetto di *“comunità di energia rinnovabile”* come 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 a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari (art. 2 comma 16 Direttiva 2018/2001/EU).

L'articolo 22 impone che gli Stati membri assicurino che le comunità di energia rinnovabili abbiano il diritto di:

- a. produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia prodotta;
- b. scambiare, all'interno della comunità stessa, l'energia prodotta dalle unità di produzione detenute dalla comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile;
- c. accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione.

1.1.2 Direttiva 2019/944/EU

La IEM [4], relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'elettricità, stabilisce le regole per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell'energia elettrica, e gli aspetti legati alla tutela dei consumatori al fine di creare nell'UE mercati di energia elettrica integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti (art. 1 Direttiva 2019/944/EU).

È definito "*cliente attivo*" un cliente finale o 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 (art.2 comma 8 Direttiva 2019/944/EU). Viene poi introdotta la definizione di "*comunità energetica dei cittadini*" come 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 (art. 2 comma 11 Direttiva 2019/944/EU).

1.2 Il quadro di riferimento italiano

L'Unione Europea, come anticipato nel paragrafo precedente, chiama gli Stati membri a rispettare le direttive europee e impegnarsi attivamente per il raggiungimento degli obiettivi fissati per il 2030.

Per quanto riguarda la normativa sulle comunità energetiche a livello italiano, la regolamentazione nazionale ha recepito la Direttiva Europea RED II [3], in una prima fase, attraverso l'emanazione e conversione in legge del D.L. 162/19 (decreto Milleproroghe) [10] e, successivamente, con il D.Lgs. 199/2021 [11] e il D.Lgs. 210/2021 [12]. In particolare, l'art. 42-bis del decreto Milleproroghe ha introdotto una disciplina di carattere transitorio con l'obiettivo di regolare una prima fase sperimentale di configurazione delle CER che comprendeva impianti alimentati a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 200 kW ciascuno ed un perimetro di aggregazione degli impianti limitato a quelli sottesi alla stessa cabina di trasformazione secondaria. Il 4 gennaio 2023 è stata adottata la delibera ARERA, conosciuta come TIAD (Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso) [13], che si aggiunge alle precedenti delibere sui Sistemi semplici di produzione e consumo e sui Sistemi di distribuzione chiusi, promulgate in rispetto ai Decreti 199/21 e 210/21. Il TIAD regola i requisiti, le modalità e le procedure per l'accesso all'erogazione del servizio per l'autoconsumo diffuso, aggiornando il quadro normativo in materia e semplificando alcune procedure. Tale delibera ha, da un lato, confermato alcune delle disposizioni precedenti, come le definizioni delle diverse configurazioni per l'autoconsumo nonché il diritto nella scelta del proprio fornitore di energia elettrica da parte di tutti i soggetti coinvolti, dall'altro vi ha apportato alcune modifiche. Le novità principali riguardano le configurazioni per le CER, anche quelle già esistenti, alle quali viene data la possibilità di estendersi all'interno di un'area più vasta e l'inclusione di impianti di potenza superiore ai 200 kW. Il 23 gennaio 2024 è stato pubblicato il decreto CACER emanato dal MASE del 7 dicembre 2023 [8], ufficialmente in vigore dal 24 gennaio 2024, contenente le nuove modalità di incentivazione per

l'autoconsumo diffuso. Con il decreto MASE e l'aggiornamento delle Regole Operative del GSE (approvate in data 23 febbraio 2024) è concluso l'iter normativo per le comunità energetiche rinnovabili a livello nazionale.

1.2.1 Decreto Milleproroghe

L'articolo 42-bis del D.L. 162/19, noto come decreto Milleproroghe [10] (convertito con la legge 8/2020 del 28 febbraio 2020), ha recepito la Direttiva 2018/2001/EU del Parlamento europeo e del Consiglio [3], in attuazione delle disposizioni degli articoli 21 e 22 del RED II, consentendo l'attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ovvero realizzare le comunità energetiche rinnovabili. Le entità giuridiche costituite per la realizzazione di comunità energetiche ed eventualmente di autoconsumatori che agiscono collettivamente, operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a. i soggetti partecipanti producono energia destinata al proprio consumo con 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 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva europea 2018/2001;
- b. i soggetti partecipanti condividono l'energia prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati;
- c. l'energia condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro di cui alla lettera d. o presso gli edifici o condomini di cui alla lettera e.;
- d. nel caso di comunità energetiche rinnovabili, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di cui alla lettera a. sono ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data di creazione dell'associazione, alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione;
- e. nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gli stessi si trovano nello stesso edificio o condominio.

I clienti finali associati mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore, e possono recedere in ogni momento dalla configurazione (fermo restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti), regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che individua univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il Gestore dei servizi energetici (GSE). Sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri di sistema ai sensi dell'art. 6 comma 9 secondo periodo del D.L. 30 dicembre n. 244, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19.

È individuata una tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni citate sulla base dei seguenti criteri:

- a. la tariffa incentivante è erogata dal GSE ed è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo;
- b. il meccanismo è realizzato tenendo conto dei principi di semplificazione e di facilità di accesso e prevede un sistema di reportistica e di monitoraggio dei flussi energetici ed economici a cura del GSE, allo scopo di acquisire elementi utili per la riforma generale del meccanismo dello scambio sul posto, da operare nell'ambito del recepimento della Direttiva UE 2018/2001;
- c. la tariffa incentivante è erogata per un periodo massimo di fruizione ed è modulata fra le diverse configurazioni incentivabili per garantire la redditività degli investimenti;
- d. il meccanismo è realizzato tenendo conto dell'equilibrio complessivo degli oneri in bolletta e della necessità di non incrementare i costi tendenziali rispetto a quelli dei meccanismi vigenti;
- e. è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione degli oneri di sistema il costo della materia prima di energia, compresa la quota di energia condivisa e della tariffa incentivante.

1.2.2 Delibera ARERA 318/2020

La Delibera 318/2020 emanata da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) [14] disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile ai sensi dell'articolo 42-bis del D.L. 162/19 [10]. Il provvedimento specifica che il servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa è erogato dal GSE per il tramite dei referenti dei gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ovvero delle CER. Il GSE, ai fini del calcolo del contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, calcola, per ciascuna configurazione, la quantità di energia elettrica condivisa oraria e mensile (E_{AC}), quest'ultima pari alla somma delle quantità di energia elettrica condivise orarie nelle ore del mese. Ove necessario, il GSE calcola, su base oraria e mensile, anche l'energia elettrica condivisa per il livello di tensione e/o l'energia elettrica condivisa per impianto di produzione. Il valore delle componenti tariffarie identificate dall'ARERA differisce per le due configurazioni. Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}), espresso in €, pari alla somma di:

- il prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} mensile e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile $CU_{Af,m}$;
- la somma, per livello di tensione i e ore h , dei prodotti tra l'energia elettrica condivisa per livello di tensione, il coefficiente delle perdite evitate c_{PR} corrispondente al medesimo livello di tensione e il prezzo zonale orario Pz .

$$C_{AC} = CU_{af,m} \cdot E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} \cdot c_{PR,i} \cdot Pz)_h$$

Nel caso di comunità di energia rinnovabile, il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica

condivisa (C_{AC}), espresso in €, pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile $CU_{Af,m}$ (segue la formula):

$$C_{AC} = CU_{Af,m} \cdot E_{AC}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile ($CU_{Af,m}$), espresso in c€/kWh, è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo.

Il coefficiente delle perdite di rete evitate (c_{PR}) è pari a:

- 1.2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- 2.6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

Lo sgravio economico derivante dalla restituzione delle componenti tariffarie descritte ammonta a circa:

- 10 €/MWh, rispetto all'energia condivisa, per la configurazione di autoconsumo collettivo;
- 8 €/MWh, rispetto all'energia condivisa, per le comunità di energia rinnovabile.

1.2.3 Decreto attuativo MISE

Il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis comma 9 del decreto-legge n. 162/2019 [10], convertito in legge n. 8/2020 [15]. L'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti FER facenti parte delle configurazioni di autoconsumo collettivo ovvero di comunità energetiche rinnovabili e che risulti condivisa ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio paria 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 faccia parte di una comunità energetica rinnovabile.

Sono inoltre definite le specifiche per la cumulabilità degli incentivi:

- non possono essere applicati gli incentivi previsti dal decreto FER del 04 luglio 2019;
- non possono essere applicati i meccanismi dello scambio sul posto;
- può essere applicata la detrazione del 50% prevista dal Decreto del Presidente della Repubblica n. 917/1986, nel limite massimo di spesa complessivo di euro 96 000 riferito all'intero impianto;
- il superbonus 110% può essere applicato alla quota di spesa corrispondente ad una potenza massima di 20 kW, in alternativa alla detrazione del 50%; per la quota di spesa corrispondente alla potenza eccedente i 20 kW si applica la detrazione ordinaria del 50%.

1.2.4 Attuazione della Direttiva 2018/2001/EU

L'8 novembre 2021, il governo italiano emana il D.Lgs. 199/21 [11] con l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050 (art. 1 comma 1 D.Lgs. 199/21). Il Decreto definisce 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, in attuazione della Direttiva UE 2018/2001 [3] e nel rispetto dei criteri fissati dalla Legge 22 aprile 2021, n. 53 [16] nonché la delega al governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione degli atti dell'Unione Europea (art. 1 comma 2 D.Lgs. 199/21). Vengono, inoltre, recate le disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) [17] in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'energia e il Clima (PNIEC) [6] con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali ai sensi del Regolamento UE n. 2021/1119 [18], con il quale si prevede, per l'Unione Europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (art.1 comma 3 D.Lgs. 199/21).

L'attuazione definitiva del RED II, in primo luogo, attua una modifica alla definizione di "*energia condivisa*" data in precedenza: in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, l'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato. L'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio, e gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione, devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità.

Il decreto specifica le caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione. È indicato che la produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili può accedere a strumenti di incentivazione tariffaria, aventi le seguenti caratteristiche:

- a. l'incentivo è assegnato tramite una tariffa erogata dal GSE sull'energia elettrica prodotta dall'impianto, ovvero sulla quota parte di tale produzione che viene immessa in rete o autoconsumata;
- b. il periodo di diritto all'incentivo decorre dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è pari alla vita media utile convenzionale della tipologia impiantistica in cui esso ricade;
- c. l'incentivo è proporzionale all'onerosità dell'intervento per garantire l'equa remunerazione ed è applicabile alla realizzazione di nuovi impianti, riattivazioni di impianti dismessi, integrali ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti, anche tenendo conto dei diversi costi specifici e delle caratteristiche peculiari delle diverse applicazioni e tecnologie;
- d. l'incentivo può essere diversificato sulla base delle dimensioni e della taglia dell'impianto per tener conto dell'effetto scala;
- e. gli incentivi trovano copertura sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico secondo le modalità definitive dall'ARERA (art. 5 comma 1 D.Lgs. 199/21).

I commi 2, 3 e 4 dell'articolo 5 del Decreto in esame, distinguono le modalità con cui è erogato l'incentivo in base alla taglia dell'impianto e all'appartenenza o meno a configurazioni di comunità energetica o autoconsumo collettivo, in particolare alla lettera c del comma 5: per impianti di potenza pari o inferiore a 1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo è possibile accedere a un incentivo diretto che premia, attraverso una specifica tariffa, graduabile anche sulla base della potenza degli impianti, l'energia autoconsumata istantaneamente. L'incentivo è attribuito direttamente, con richiesta da effettuare alla data di entrata in esercizio (art. 5 comma 4 D.Lgs. 199/21).

Con riferimento alle configurazioni di comunità energetiche rinnovabili e autoconsumo collettivo, è specificata la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia per impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW (precedentemente la soglia era fissata a 200 kW, con riferimento al Decreto Milleproroghe articolo 42-bis) secondo i seguenti criteri:

- a. possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW e che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente Decreto;
- b. per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria;
- c. l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;
- d. nei casi di cui alla lettera b. per i quali la condivisione è effettuata sfruttando la rete pubblica di distribuzione, è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti disciplinate in via regolata che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete (art. 32 comma 3 lettera a), compresa la quota di energia condivisa, e dall'incentivo di cui al presente articolo;
- e. la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizi e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri;
- f. l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti, su base quinquennale (art. 31 comma 8 D.Lgs. 199/21).

Le direttive specifiche per le configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili sono presentate al capo I del titolo IV del presente Decreto. In particolare, i clienti finali che si organizzano in una CER devono rispettare i seguenti requisiti:

- a. l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;
- b. la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, 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'ISTAT [19] situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione;
- c. per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;
- d. la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili (art. 31 comma 1 D.Lgs. 199/21).

Le comunità energetiche rinnovabili operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a. fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;
- b. l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c., mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;
- c. i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini. L'energia può essere condivisa nell'ambito della stessa zona di mercato, ferma restando la sussistenza del requisito

- di connessione alla medesima cabina primaria per l'accesso agli incentivi, e alle restituzioni, secondo le modalità e alle condizioni stabilite;
- d. gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti 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;
 - e. i membri delle comunità possono accedere agli incentivi alle condizioni e con le modalità stabilite
 - f. nel rispetto delle finalità, la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, 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 (art. 31 comma D.Lgs. 199/21).

Sono inoltre definite le modalità di interazione con il sistema energetico, secondo cui i clienti finali:

- a. mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- b. possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
- c. regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che tiene conto di quanto disposto alle lettere a. e b, e che individua univocamente un soggetto, responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE (art. 32 comma 1 D.Lgs. 199/21).

Al fine di garantire un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate:

- a. il GSE provvede a monitorare l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti;
- b. l'RSE avvia una verifica degli effetti tecnici ed economici delle configurazioni e delle loro interazioni anche prospettive con il sistema elettrico, individuando anche gli eventuali effetti sui costi di dispacciamento e sui criteri di allocazione dei servizi di rete (art. 33 comma 1 D.Lgs. 199/21).

1.2.5 Attuazione della Direttiva 219/944/EU

Il D.Lgs. 210/21 [12] provvede all'attuazione della Direttiva europea 219/944 [4]. In particolare, è specificato che i clienti finali hanno il diritto di partecipare al mercato in qualità di clienti attivi, senza essere assoggettati a procedure od oneri discriminatori o sproporzionati ovvero a oneri di rete che non rispecchiano i costi effettivi (art. 14 comma 1 D.Lgs. 210/21). I soggetti attivi che agiscono collettivamente regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile. La titolarità e la gestione, compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione degli eventuali impianti di produzione e di stoccaggio, ubicati nell'edificio o condominio nonché in siti diversi nella disponibilità dei clienti attivi medesimi, la cui produzione rileva ai fini della condivisione dell'energia operata dai clienti attivi, può essere in capo a un soggetto terzo, purché quest'ultimo sia soggetto alle istruzioni di uno o più clienti attivi facenti parte del gruppo (art. 14 comma 4 D.Lgs. 210/21). I membri o soci delle comunità energetiche dei cittadini regolano i loro rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile, ivi inclusi la Comunità stessa, un membro o socio di essa o un soggetto terzo (art. 14 comma 5 D.Lgs. 210/21). Le comunità energetiche dei cittadini sono costituite nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a. la partecipazione è volontaria e aperta a tutti i soggetti interessati, i quali possono altresì recedere dalla configurazione della comunità con le medesime garanzie e con gli stessi diritti previsti dal presente Decreto;
- b. i membri o soci della comunità mantengono tutti i diritti e gli obblighi legati alla loro qualità di clienti civili ovvero di clienti attivi;
- c. la comunità può partecipare agli ambiti costituiti dalla generazione, dalla distribuzione, dalla fornitura, dal consumo, dall'aggregazione, o dallo stoccaggio dell'energia elettrica ovvero dalla prestazione di servizi di efficienza energetica, di servizi di ricarica dei veicoli elettrici o di altri servizi energetici;

- d. la comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto privato che può assumere qualsiasi forma giuridica, fermo restando che il suo atto costitutivo deve individuare quale scopo principale il perseguimento, a favore dei membri o dei soci o del territorio in cui opera, di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, non potendo costituire i profitti finanziari lo scopo principale della comunità;
- e. la comunità è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa tra i suoi partecipanti (art. 14 comma 6 D.Lgs. 210/21).

La condivisione dell'energia elettrica è consentita nell'ambito delle comunità energetiche e dei clienti attivi che agiscono collettivamente nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a. l'energia è condivisa nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato;
- b. l'energia condivisa è pari, in ciascun periodo orario, al valore minimo tra quello dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti e quello dell'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti associati;
- c. l'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio;
- d. gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione tra i partecipanti alle comunità energetiche dei cittadini devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità energetica dei cittadini. La gestione, ivi compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione, può essere demandata ad un soggetto terzo, ivi compreso il proprietario dell'impianto di generazione, fermi restando i poteri di indirizzo e controllo in capo alla comunità e (art. 14 comma 8 D.Lgs. 210/21).

I clienti finali aggregati o partecipanti ad una comunità energetica dei cittadini, hanno il diritto di accedere ai sistemi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sulla base di tariffe pubbliche, praticabili per ogni tipologia di cliente e applicate dai gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione in maniera obiettiva e non discriminatoria (art. 15 comma 1 D.Lgs. 210/21). Al fine di promuovere, in un'ottica

di semplificazione, le configurazioni di autoconsumo, è classificato come sistema semplice di produzione e consumo il sistema in cui una linea elettrica collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona fisica o giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, ad una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario (art. 16 comma 1 D.Lgs. 210/21).

1.2.6 Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso

Il 4 gennaio 2023, è stato approvato il testo unico che regola le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso, con indicazioni chiare e semplificazioni procedurali rispetto alla disciplina transitoria vigente dal 2020, in attuazione dei decreti legislativi 199/21 e 210/21 [13]. Insieme al decreto di incentivazione emanato dal MASE [8], che sarà descritto nei prossimi paragrafi, il provvedimento fornisce il quadro delle regole che contribuiscono a rispondere alle sfide della transizione energetica tramite la diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e, poiché realizzati in contesti di autoconsumo, partecipa alla riduzione della spesa energetica dei clienti finali. Nel TIAD rientrano tutti i sistemi per l'autoconsumo diffuso: gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini, comunità energetiche e autoconsumatori individuali su rete pubblica. Tra le novità rispetto alla deliberazione 318/2020/R/eel (Delibera ARERA) [14], introdotte dai decreti legislativi 199/21 [11] e 210/21 [12], vi sono le definizioni univoche per tutte le varie configurazioni di autoconsumo diffuso e la distinzione di due perimetri geografici: la zona di mercato che rileva per individuare l'energia elettrica condivisa e l'area sottesa alla medesima cabina primaria che rileva per individuare la vera e propria energia elettrica autoconsumata. L'area sottesa alla stessa cabina primaria è oggetto di maggiore valorizzazione per tenere conto dei costi di esercizio delle reti elettriche mediamente evitati proprio per effetto dell'avvicinamento geografico di produzione e consumo nella medesima ora. Poiché la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso ora è riferita all'area sottesa alla cabina primaria (e non più alla cabina secondaria), vengono delineati i criteri sulla base dei quali i gestori di rete individuano, in modo convenzionale, le aree sottese a ciascuna cabina primaria a partire dalla reale configurazione delle reti elettriche e introducendo correttivi di carattere geografico. È invece cura del MASE la definizione degli incentivi. Vengono inoltre semplificate le procedure operative per la costruzione e la gestione delle configurazioni e, grazie alla conferma del modello regolatorio virtuale, sono garantiti a tutti i clienti finali e ai produttori gli attuali diritti esposti nei precedenti paragrafi.

Nell'articolo 1 del presente provvedimento sono richiamate le definizioni generali relative agli schemi di autoconsumo esposte nel D.Lgs. 199/21, in particolare è definita "*configurazione per l'autoconsumo diffuso*" come configurazione rientrante in una delle seguenti tipologie:

- i. gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
- ii. gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
- iii. comunità energetiche rinnovabili o comunità di energia rinnovabile;
- iv. comunità energetiche dei cittadini;
- v. autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;
- vi. autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;
- vii. cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione (art. 1 comma 1 lettera n TIAD).

L'*energia elettrica condivisa* è definita, 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, come il minimo tra l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione e l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione. L'energia condivisa è calcolata con riferimento all'intero territorio nazionale e può essere suddivisa, ove necessario, per impianto di produzione, a partire dalle immissioni degli impianti di produzione entranti prima in esercizio (art. 1 comma 1 lettera t TIAD).

Il servizio per l'autoconsumo diffuso è erogato dal GSE ai referenti delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso ed è incompatibile con il regime di scambio sul posto (art. 4 comma 1 TIAD). Il GSE, per ciascuna configurazione per l'autoconsumo diffuso, calcola la quantità di energia elettrica condivisa oraria e mensile (art. 6 comma 1 TIAD). Il GSE, ai fini della determinazione del contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (C_{ACV}), calcola:

- a. per ciascuna configurazione per l'autoconsumo diffuso, la quantità di energia elettrica autoconsumata oraria e mensile (E_{ACV}), quest'ultima pari alla somma delle quantità di energia elettrica autoconsumate orarie nelle ore del mese;
- b. nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente, l'energia elettrica autoconsumata oraria e mensile tenendo conto dei soli impianti di produzione facenti parte dell'edificio o condominio cui appartengono anche le unità di consumo (E_{ACVC}). Ove necessario, il GSE calcola, su base oraria e mensile, anche l'energia elettrica condivisa per impianto di produzione e l'energia elettrica autoconsumata per impianto di produzione (art. 6 comma 2 TIAD).

Nel caso di comunità energetiche rinnovabili e altri schemi di autoconsumo, il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (C_{ACV}), espresso in €, pari al prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata E_{ACV} e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile $CU_{Afa),m}$ pari alla parte unitaria variabile, espressa in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) definita per l'utenza in bassa tensione (art. 6 comma 4 TIAD)

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

Il coefficiente delle perdite di rete evitate (c_{PR}) è pari a:

- a. 1.2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- b. 2.6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione (art. 6 comma 5 TIAD).

Il TIAD fa seguito e sostituisce la Delibera 318/2020/R/eel. Dalla data di applicazione del documento, le configurazioni per l'autoconsumo collettivo e le comunità

energetiche rinnovabili, già esistenti, confluiscono nei provvedimenti definiti dal presente provvedimento.

1.2.7 Finanziamenti del PNRR

La prima linea di investimento del PNRR [17] per contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione fissati dall'UE è incentrata sull'incremento delle energie a fonte rinnovabile. L'attuale target italiano per il 2030 è pari al 30% dei consumi finali, rispetto al 20% stimato preliminarmente per il 2020. Per raggiungere questo obiettivo, l'Italia può far leva sull'abbondanza di risorsa rinnovabile a disposizione e su tecnologie prevalentemente mature. In particolare, la linea di investimento 1.2 del M2C2 – Energia rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità Sostenibile del piano del PNRR è incentrato sullo sviluppo delle comunità energetiche e sui sistemi distribuiti di piccola taglia, particolarmente rilevanti in un Paese che sconta molte limitazioni nella disponibilità e utilizzo di grandi terreni ai fini energetici. L'investimento si concentra sul sostegno alle CER e alle strutture collettive di autoproduzione, consentendo di estendere la sperimentazione avviata con l'anticipato recepimento della Direttiva RED II ad una dimensione più significativa e focalizzarsi sulle aree in cui si prevede il maggiore impatto socio-territoriale. L'investimento, infatti, individua Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5 000 abitanti, sostenendo così l'economia dei piccoli Comuni, spesso a rischio di spopolamento, e rafforzando la coesione sociale. In particolar modo, questo investimento mira a garantire le risorse necessarie per installare circa 2 000 MW di nuova capacità di generazione elettrica in configurazione distribuita da parte di comunità delle energie rinnovabili e autoconsumatori di energie rinnovabili che agiscono collettivamente. La realizzazione di questi interventi, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1 250 kWh per kW, produrrebbe circa 2 500 GWh annui, contribuirà a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1.5 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno, con la possibilità di combinare le configurazioni con sistemi di accumulo di energia. L'investimento per questa linea d'azione è stanziato a € 2.2 miliardi.

1.2.8 Decreto Ministeriale MASE

Il D.M. n. 414 del 7 dicembre 2023 emanato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica [8] è finalizzato a perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e in quest'ottica disciplina, ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 199/21 [11], 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 dall'investimento 1.2 (Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo) della M2C2 del PNRR [17]. Sono recate le disposizioni per la definizione degli incentivi sotto forma di tariffa incentivante sulla quota di energia elettrica condivisa per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile, la quale si applica fino al trentesimo giorno successivo alla data del raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW, e comunque non oltre il 31 dicembre 2027. Inoltre, il presente decreto reca le disposizioni per l'erogazione dei 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 dell'investimento 1.2 della M2C2 del PNRR. Le disposizioni in questione sono applicabili fino al 30 giugno 2026 per la realizzazione di una potenza complessiva pari almeno a 2 GW, ed una produzione indicativa di almeno 2 500 GWh/anno e nel limite delle risorse finanziarie attribuite a valere sul PNRR.

I soggetti beneficiari degli incentivi sull'energia condivisa sono le configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile (CACER) e si applicano a impianti di fonti rinnovabili, inclusi i potenziamenti, inseriti all'interno delle configurazioni di cui la potenza nominale massima del singolo impianto, o dell'intervento di potenziamento, risulta non superiore a 1 MW. Inoltre, gli impianti

di produzione ed i punti di prelievo inclusi nelle configurazioni devono essere connessi alla rete di distribuzione tramite punti di connessione facenti parte dell'area sottesa alla medesima cabina primaria.

Alla quota di energia condivisa nell'ambito delle configurazioni di autoconsumo attraverso la porzione di rete di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria è attribuita una tariffa incentivante in forma di tariffa premio. La proposta di decreto prevede tre fasce di incentivi: per gli impianti di potenza superiore a 600 kW la tariffa è composta da un importo fisso di 60 €/MWh più una parte variabile che non può eccedere il valore di 100 €/MWh; per gli impianti di potenza maggiore di 200 kW e fino a 600 kW l'importo fisso è di 70 €/MWh più un premio che non può eccedere il valore di 110 €/MWh; infine, per gli impianti di potenza minore o uguale a 200 kW l'importo fisso è di 80 €/MWh più un premio che non può eccedere il valore di 120 €/MWh. Inoltre, è previsto un fattore di correzione della tariffa per impianti fotovoltaici per tenere conto dei diversi livelli di insolazione, in base all'area geografica: 4 €/MWh in più per le Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria e Abruzzo) e 10 €/MWh in più per quelle del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto).

Gli incentivi possono essere cumulati con contributi in conto capitale nella misura massima del 40%. Nei casi in cui è prevista l'erogazione di un contributo in conto capitale la tariffa spettante subirà una decurtazione annuale, con l'applicazione di uno specifico fattore di riduzione che varia linearmente da 0 ad un valore pari a 0.50 a seconda dell'incentivo cumulato. Tale fattore di riduzione non trova applicazione in relazione all'energia elettrica condivisa da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore o di protezione ambientale.

Nei casi in cui la percentuale relativa alla quota di energia condivisa eccede un valore pari al 55%, nel caso di accesso alla sola tariffa premio, e ad un valore pari al 45%, nel caso di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale, l'importo della

tariffa premio eccedentario rispetto ai valori soglia indicati, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione.

Il periodo di diritto alla tariffa incentivante decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari a 20 anni.

I beneficiari della misura PNRR prevista dall'art. 14 comma 1 lettera e del D.Lgs. 199/2021 [11] sono le comunità energetiche rinnovabili ed i sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ubicati in Comuni con popolazione inferiore a 5 000 abitanti. Tale misura permette l'erogazione di contributi in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili per lo sviluppo delle CER attraverso la realizzazione di impianti FER. Il GSE eroga il beneficio fino al 90% del contributo massimo accordato, suddividendolo in più quote, in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, sulla base delle spese effettivamente sostenute e documentate. La prima quota è erogata al completamento del 30% dei lavori. La quota a saldo, pari al 10% del contributo totale, è erogata sulla base della presentazione al GSE della richiesta di rimborso finale, che attesti la conclusione dei progetti agevolati nonché il raggiungimento dei target per la quota parte di competenza.

Per l'accesso all'incentivo a fondo perduto del PNRR sono ammissibili le seguenti spese:

- i. realizzazione di impianti a fonti rinnovabili;
- ii. fornitura e posa in opera dei sistemi di accumulo;
- iii. acquisto e installazione di macchinari, impianti e attrezzature hardware e software, comprese le spese per la loro installazione e messa in esercizio;
- iv. opere edili strettamente necessarie alla realizzazione dell'intervento;
- v. connessione alla rete elettrica nazionale;
- vi. studi di prefattibilità e spese necessarie per le attività preliminari, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni;

- vii. progettazioni, indagini geologiche e geotecniche il cui onere è a carico del progettista per la definizione progettuale dell'opera;
- viii. direzioni dei lavori e della sicurezza;
- ix. collaudi tecnici e/o tecnico-amministrativi, consulenze e/o supporto tecnico-amministrativo essenziali all'attuazione del progetto.

Le spese di cui sopra sono ammissibili nel limite del costo di investimento massimo di riferimento pari a:

- 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 impianti di 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.

1.2.9 Riassunto della normativa italiana vigente

Vengono di seguito riassunti i punti chiave della normativa italiana per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile.

Le CER sono definite come soggetti giuridici che:

- si basano sulla partecipazione aperta e volontaria;
- sono costituite da persone fisiche, PMI, enti locali, comprese le amministrazioni comunali;
- hanno come principale obiettivo quello di fornire benefici ambientali, economici e sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui operano.

I soggetti finali mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero, e possono uscire dalla comunità quando lo desiderano.

Gli impianti di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili che alimentano la comunità possono avere una potenza nominale complessiva fino a 1 MW ed essere connessi alla rete elettrica attraverso la stessa cabina primaria, nonostante la CER possa estendersi, dal punto di vista giuridico, oltre il limite della cabina primaria andando a comprendere potenzialmente l'intera zona del mercato elettrico in cui insiste.

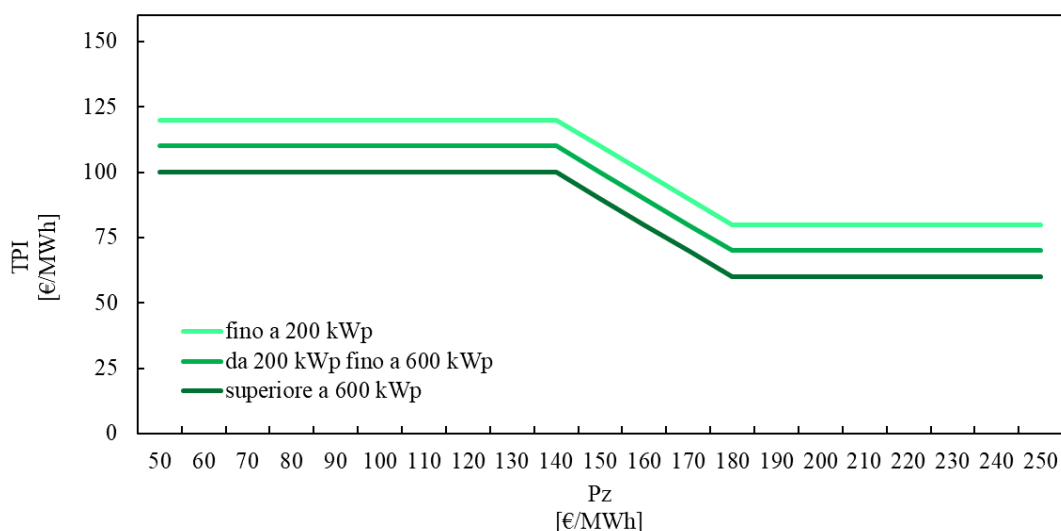
Il calcolo della tariffa premio incentivante (TPI) spettante alle configurazioni di comunità energetica rinnovabile da applicare all'energia condivisa all'interno della CER, come espresso dal decreto emanato dal MASE [8], è parametrizzato secondo la taglia del singolo impianto di produzione, in riferimento ad una quota fissa della tariffa, e alla zona del mercato elettrico nazionale in cui è ubicata la CER, in riferimento all'andamento del prezzo zonale orario rappresentato dalla sua quota variabile, come descritto in tabella 1.1.

Tabella 1.1 Calcolo della tariffa premio per l'energia condivisa

Taglia impianto	TIP [€/MWh]	Tariffa massima [€/MWh]
superiore a 600 kW	$60 + \max(0; 180 - Pz)$	100
da 200 kW a 600 kW	$70 + \max(0; 180 - Pz)$	110
fino a 200 kW	$80 + \max(0; 180 - Pz)$	120

L'andamento della tariffa premio relativa all'energia condivisa all'interno della comunità è rappresentato in figura 1.2.

Figura 1.2 Andamento della tariffa premio per l'energia condivisa



L'incentivo previsto dal Decreto MASE per l'energia condivisa all'interno della comunità varia da un valore massimo di 120 €/MWh ad un valore minimo di 60 €/MWh, a seconda della taglia dell'impianto di produzione e del prezzo di vendita dell'energia nella rispettiva zona di mercato. A partire da 140 €/MWh di Pz, la tariffa premio inizia a decrescere, fino a raggiungere la saturazione ai valori minimi per Pz superiori a 180 €/MWh.

È inoltre prevista una correzione della tariffa premio destinata alla quota di energia condivisa relativa alla produzione di energia da impianti fotovoltaici in modo tale da

tenere conto dei diversi livelli di insolazione nelle diverse regioni italiane. I fattori di correzione sono riferiti secondo la tabella che segue.

Tabella 1.2 Correzione della tariffa premio per l'energia condivisa per impianti fotovoltaici

Zona geografica	Fattore di correzione [€/MWh]
Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	+ 4
Regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	+ 10






Sono previsti dei contributi in conto capitale nella misura massima del 40% erogati tramite l'impiego delle risorse previste dalla linea di investimento 1.2 della M2C2 del PNRR [17] pari a € 2.2 miliardi per coprire le spese di investimento iniziale, il cui costo di riferimento massimo per l'erogazione del finanziamento è posto in base alla taglia dell'impianto come indicato nella tabella 1.3.

Tabella 1.3 Investimento di riferimento massimo per l'erogazione del contributo in conto capitale

Taglia impianto	Investimento di riferimento massimo [€/kW]
fino a 20 kW	1 500
da 20 kW a 200 kW	1 200
da 200 kW a 600 kW	1 100
da 600 kW a 1 000 kW	1 050

Di seguito è riportata una scheda in cui vengono indicati i punti chiave del D.M. emanato dal MASE.

Figura 1.3 Punti chiave del Decreto CACER del MASE

	Configurazioni incentivate	<p>Autoconsumo collettivo Comunità energetiche rinnovabili Autoconsumo «a distanza» con linea diretta (< 10 km) Autoconsumo virtuale «a distanza» (attraverso rete di distribuzione)</p>																
	Meccanismo incentivante	<p>Durata incentivo pari a 20 anni sull'energia condivisa dalle Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER) Requisiti: potenza massima pari a 1 MW, impianti e punti di prelievo sottesi alla stessa cabina primaria, entrata in esercizio post decreto</p>																
	Tariffa premio	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Potenza [kWp]</th> <th>Tariffa Fissa [€/MWh]</th> <th>Tariffa variabile [€/MWh]</th> <th>Tariffa massima [€/MWh]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inferiore a 200</td> <td>80</td> <td>tra 0 e 40 in funzione del prezzo zonale Pz, secondo la formula:</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>Da 200 a 600</td> <td>70</td> <td></td> <td>110</td> </tr> <tr> <td>Superiore a 600</td> <td>60</td> <td>Max (0;180-Pz)</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table>	Potenza [kWp]	Tariffa Fissa [€/MWh]	Tariffa variabile [€/MWh]	Tariffa massima [€/MWh]	Inferiore a 200	80	tra 0 e 40 in funzione del prezzo zonale Pz, secondo la formula:	120	Da 200 a 600	70		110	Superiore a 600	60	Max (0;180-Pz)	100
Potenza [kWp]	Tariffa Fissa [€/MWh]	Tariffa variabile [€/MWh]	Tariffa massima [€/MWh]															
Inferiore a 200	80	tra 0 e 40 in funzione del prezzo zonale Pz, secondo la formula:	120															
Da 200 a 600	70		110															
Superiore a 600	60	Max (0;180-Pz)	100															
	Fattore di correzione geografico	<p>+ 10 €/MWh per le Regioni del Nord + 4 €/MWh per le Regioni del Centro</p>																
	Incentivo PNRR CER nei comuni con < 5 000 abitanti	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Potenza [kWp]</th> <th>* Contributo massimo [€/MW]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Inferiore a 20</td> <td>1 500</td> </tr> <tr> <td>Da 20 a 200</td> <td>1 200</td> </tr> <tr> <td>Da 200 a 600</td> <td>1 110</td> </tr> <tr> <td>Superiore a 600</td> <td>1 050</td> </tr> </tbody> </table>	Potenza [kWp]	* Contributo massimo [€/MW]	Inferiore a 20	1 500	Da 20 a 200	1 200	Da 200 a 600	1 110	Superiore a 600	1 050						
Potenza [kWp]	* Contributo massimo [€/MW]																	
Inferiore a 20	1 500																	
Da 20 a 200	1 200																	
Da 200 a 600	1 110																	
Superiore a 600	1 050																	

* Nei casi in cui è prevista l'erogazione di un contributo in conto capitale, la tariffa spettante è determinata come:
 $TIP_{Conto\ Capitale} = Tip \cdot (1 - F)$
 Dove F è un parametro che varia linearmente tra 0, nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale, e un valore pari a 0.50 nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'incentivo

CAPITOLO 2

Requisiti tecnici e giuridici di una comunità energetica rinnovabile

In questo capitolo sono affrontate le tematiche relative ai requisiti tecnici e giuridici necessari per la realizzazione di una configurazione di comunità energetica rinnovabile. In particolare, sono indicate le fasi a livello operativo coinvolte nella costruzione di una CER, le possibili forme giuridiche attivabili, le precondizioni tecniche necessarie e la struttura finanziaria dell'investimento relativo alla realizzazione di una CER.

2.1 Costruzione e gestione di una CER

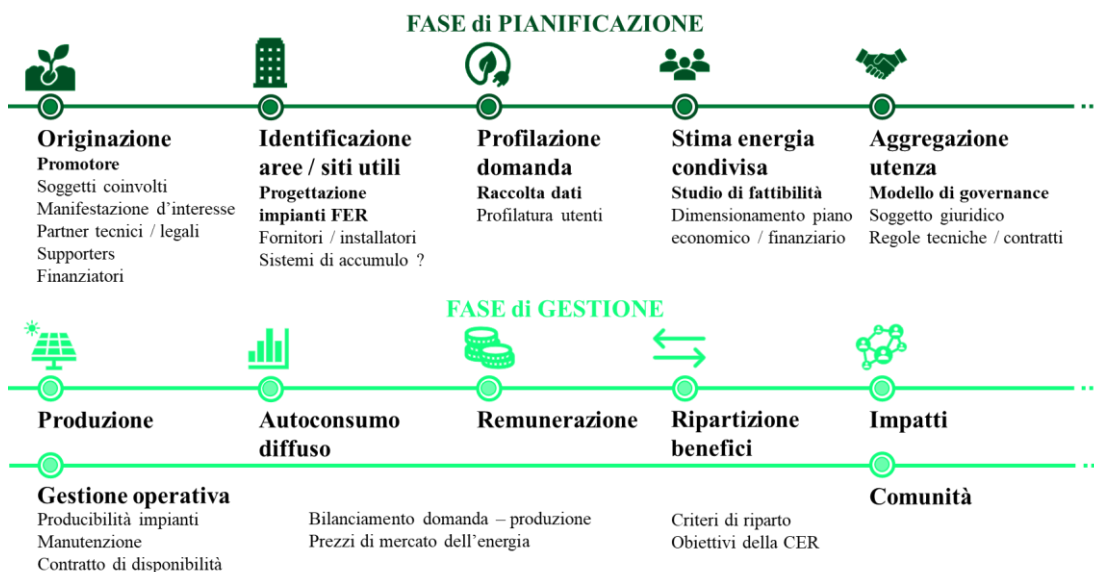
Nel presente paragrafo vengono individuate le fasi necessarie alla costruzione di una comunità di energia rinnovabile e descritta la prospettiva da parte degli utenti membri e della comunità stessa.

A livello operativo, le fasi coinvolte sono:

- **pianificazione**, ovvero un'analisi preliminare di fattibilità in cui sono individuati i benefici ambientali, economici e sociali attesi relativi agli utenti membri e al territorio in cui opera la comunità. È, inoltre, definito l'assetto giuridico e individuati i soggetti da coinvolgere e dei rispettivi ruoli all'interno della CER;
- **programmazione**, nonché l'identificazione delle risorse economiche e la definizione della governance, complesso di regole che presiederanno la gestione della comunità;
- **progettazione**, in riferimento all'analisi preliminare svolta nella fase di pianificazione, prevede un'analisi su base oraria, dei consumi energetici dei potenziali utenti membri e la definizione degli impianti di produzione da FER da installare sul territorio;
- **realizzazione**, in cui è prevista la richiesta di autorizzazione per la posa e l'installazione degli impianti e dei relativi eventuali ausiliari, e la creazione del soggetto giuridico precedentemente definito nella fase di pianificazione;
- **gestione**, amministrativa (relativa ai soci ed eventuali adesioni/recessi dei medesimi), finanziaria (in riferimento alle regole interne di riparto dei proventi), tecnica (per la conduzione/manutenzione degli impianti) ed energetica (compresa di monitoraggio orario dei flussi energetici, dell'eventuale ottimizzazione degli stessi attraverso il bilanciamento della domanda/offerta di energia, dell'installazione di sistemi di accumulo e dell'incentivazione interna di sistemi di demand side management).

In figura 2.1 sono riportate le attività previste nelle varie fasi descritte in precedenza relative all'operatività della CER.

Figura 2.1 Fasi di pianificazione e gestione della CER



In riferimento alla prospettiva del singolo utente membro della CER, il cittadino ha la possibilità di partecipare alla comunità sia in qualità di consumatore, che di consumatore – produttore (*prosumer*). Nel caso in cui l'utente è aggregato alla CER in qualità di puro consumatore, questo è titolare di un punto di connessione in prelievo (POD) all'interno dell'area sottesa alla cabina primaria in cui opera la configurazione energetica, aderisce allo statuto e, così facendo, espone i propri consumi verso la CER, i quali sono rilevati ai fini della quantificazione oraria dell'energia condivisa. Il singolo utente, così facendo, contribuisce attivamente alla generazione di proventi e potrà godere di parti di essi.

A livello comunitario, invece, la CER ha il compito di definire un modello organizzativo-giuridico (*governance*), un piano economico/finanziario, le regole di riparto dei proventi, e le azioni di promozione e comunicazione sul territorio. È necessario, quindi, indentificare gli attori e i ruoli degli stessi all'interno e all'esterno della comunità. In particolare, si possono individuare quattro diversi ruoli relativi ai soggetti coinvolti nell'organizzazione e nel funzionamento di una CER: consumatore,

consumatore – produttore, produttore esterno e soggetto esterno che mette a disposizione impianti o superfici a beneficio della comunità. Inoltre, è possibile coinvolgere soggetti aggiuntivi, generalmente esterni alla CER, in qualità di fornitori di servizi quali l’installazione e la manutenzione degli impianti FER appartenenti alla comunità e la gestione e il monitoraggio della comunità stessa.

2.2 Forme giuridiche attivabili

Il quadro normativo di riferimento non prescrive una specifica forma giuridica che una comunità di energia rinnovabile può adottare, limitandosi a richiedere che essa sia costituita come un “soggetto giuridico” e definendo obiettivi e caratteristiche essenziali quali:

- assumere la forma giuridica di un ente collettivo, necessariamente rappresentato da un ente partecipato, che può o meno possedere personalità giuridica, ma con la necessità di essere dotato da soggettività giuridica. Ciò implica la capacità di essere titolare di situazioni giuridiche soggettive in modo autonomo rispetto ai membri o componenti, e di essere organizzato di propri organi;
- essere senza scopo di lucro come obiettivo principale, da intendersi sia dal punto di vista soggettivo, in quanto non deve mirare al profitto dei soci, sia dal punto di vista oggettivo, poiché non ricerca utili (è da precisare che non si considera scopo di lucro l’offrire benefici individuali ai singoli partecipanti sotto forma di risparmio di spesa, proporzionale alla propria capacità di consumo e non sotto forma di remunerazione dell’investimento in partecipazione).

Gli statuti, inoltre, devono conformarsi con i seguenti criteri e contenuti:

- promozione di vantaggi ambientali, economici o sociali a beneficio della comunità, dei soci o membri o delle aree locali in cui opera la comunità come obiettivo principale;
- oggetto sociale in conformità con quanto stabilito dalle disposizioni normative;
- diritto di accesso aperto a tutti coloro che soddisfano i requisiti specificati dalle normative vigenti (regola della “porta aperta”);
- mantenimento dei diritti del cliente finale e facoltà di recedere in qualsiasi momento, fatto salvo il pagamento, preventivamente concordato, dei contributi per la compartecipazione agli investimenti effettuati;

- condizioni economiche per l'ingresso e la partecipazione che non risultano eccessivamente gravose,
- adesione ai vincoli stabiliti dall'art. 3, comma 2, lett. g del decreto MASE riguardante l'impiego della tariffa premio eccedentaria alle soglie specificate nell'Allegato 1 dello stesso.

I modelli organizzativi e le relative regolazioni dei rapporti tra gli aderenti possono essere diversi, restando comunque valide le disposizioni precedentemente menzionate. Queste saranno da determinare in merito alla loro natura (persone fisiche, persone giuridiche, amministrazioni pubbliche, imprese), all'esigenza di diversificazione relativa alle categorie dei soci in modo tale da garantire la stabilità della governance, la disponibilità degli impianti, agli oneri per gli investimenti, e alla sostenibilità dell'operazione.

Le più comuni forme giuridiche adottate sono.

- associazione riconosciuta e non riconosciuta;
- fondazione di partecipazione;
- consorzio e società consortile;
- cooperativa.

2.3 Precondizioni tecniche

In termini tecnici la realizzazione di una CER richiede l'installazione o la disponibilità e il controllo di impianti di produzione di energia elettrica FER. Tali impianti devono essere nella disponibilità della CER, la cui proprietà può quindi essere:

- della CER stessa;
- di terzi (membri o no della CER) i cui rapporti con la CER devono essere regolati con apposito contratto.

In termini energetici, l'ottimizzazione del bilancio della CER ha come obiettivo la massimizzazione della quota di energia condivisa. Pertanto, durante la fase di studio di fattibilità della CER, è necessaria l'individuazione della capacità tecnica a disposizione degli impianti di produzione, la valutazione della relativa producibilità degli stessi su base oraria, e l'analisi della domanda aggregata di energia delle utenze aggregabili, anch'essa su base oraria. Questo studio richiede la valutazione o la stima dettagliata della domanda e dell'offerta della CER in relazione ai possibili scenari di aggregazione degli utenti.

La dimensione di una CER può essere valutata considerando:

- la domanda di energia aggregata, pari alla somma dei prelievi di energia della totalità degli utenti finali aggregati;
- la numerosità e potenza installata degli impianti FER;
- la numerosità degli utenti finali aggregati.

La CER, per sua natura, si inserisce all'interno di un contesto dinamico, a cui è associato un elenco di POD di prelievo (*consumers*) e/o immissione (*producers*). Essendo i flussi energetici relativi ad ogni POD a determinare l'energia condivisa all'interno della comunità stessa e tenendo conto che tale lista è possibilmente variabile nel tempo, a seguito di nuove adesioni e/o recessioni, conseguentemente i profili orari

di prelievo e immissione in rete della CER sono variabili, così come la quota di energia condivisa effettivamente realizzata.

Gli indicatori di prestazione, dal punto di vista energetico, da valutare sono quindi:

- la quota percentuale di energia condivisa, rispetto all'energia totale prodotta dagli impianti FER, ottenendo così un indice di autoconsumo virtuale, condiviso e sincrono;
- la quota di energia complessivamente immessa in rete e quindi autoprodotta rispetto alla totale quota prelevata;
- la quota di energia complessivamente prelevata dalla rete.

L'energia condivisa all'interno della CER, come discusso nel capitolo precedente, è valorizzata ad un corrispettivo economico sotto forma di contributo in conto esercizio. È d'interesse evidenziare come l'incentivazione prevista per le configurazioni CER si inserisce in un contesto sostitutivo del meccanismo attuale di scambio su posto. L'approccio dietro a questo nuovo meccanismo mira a favorire l'autoconsumo istantaneo in sostituzione di quello differito nel tempo, andando ad utilizzare la rete elettrica come sistema di accumulo. Il singolo utente aggregato alla CER che sia consumatore-produttore, autoconsumerà fisicamente una quota dell'energia prodotta dal proprio impianto, prima ancora di condividere l'energia non autoconsumata ed immessa in rete. Tale quota di autoconsumo fisico rappresenta un'ulteriore valorizzazione, seppur indiretta, derivante dall'impianto FER, connessa al conseguito risparmio in bolletta relativa alla quota di energia non prelevata dalla rete.

2.4 Struttura dell'investimento

In merito alla struttura finanziaria dell'investimento relativo alla realizzazione di una CER è possibile individuare due diversi livelli operativi.

Il primo livello da esaminare in un piano finanziario di progetto CER riguarda il rapporto tra gli attori coinvolti (sia interni che esterni alla comunità) e i flussi di cassa associati a ciascuno di essi. Inoltre, è necessaria l'individuazione delle possibili forme di finanziamento e ingaggio dei membri a seconda dei soggetti coinvolti. Con riferimento alle valorizzazioni economiche, descritte nel capitolo 1 ed in particolare dal D.M. 414/2023 [8], i compensi vengono erogati a soggetti diversi sulla base del ruolo che essi assumono nell'ambito della CER:

- il contributo in conto esercizio per la valorizzazione dell'energia condivisa e la restituzione sugli oneri di trasmissione/distribuzione sono erogati a favore della CER;
- il corrispettivo dalla vendita dell'energia immessa in rete è erogato a favore del produttore;
- del risparmio in bolletta proveniente dall'autoconsumo fisico è beneficiario l'intestatario del POD di prelievo/immissione (caso relativo al *prosumer* della CER).

Il secondo livello di cui è richiesta l'analisi è relativo alla ripartizione dei proventi della CER tra i membri aggregati. Non essendoci regole predefinite, la CER è tenuta a stilare ed approvare un regolamento interno di definizione del piano di riparto.

A seconda dello scenario di configurazione CER simulato, è necessaria l'attuazione di un'analisi di redditività dettagliata in ragione di:

- schema di governance e forma giuridica adottati dalla CER, forniti dallo schema approvato dai membri sui criteri di ripartizione dei proventi;
- taglia e tipologia degli impianti installati;

- eventuali incentivi in conto capitale;
- costi di gestione degli impianti;
- costi di gestione della CER;
- eventuali servizi aggiuntivi erogati dalla CER a favore dei suoi membri o soggetti terzi;
- fiscalità.

Dal punto di vista del singolo cittadino o qualsiasi altro membro partecipante alla CER, il risparmio in bolletta realizzato sarà influenzato non solo dai flussi di cassa totali della CER, ma anche dal numero di utenti aggregati alla comunità stessa tra cui avviene la ripartizione dei proventi. Maggiore è il numero di membri, da un lato maggiore sarà la percentuale di energia condivisa complessiva della CER, dall'altro si creerà un effetto di diluizione tale da abbattere il risparmio in bolletta del singolo utente. Al variare della taglia della CER, quindi, è possibile verificare l'esistenza di un numero ottimale di utenti aggregabili tale da massimizzare il risparmio pro-POD.

Nello schema di ripartizione è necessario stabilire la modalità di suddivisione dei proventi tra i membri della CER che sono puri consumatori da colori che partecipano alla comunità in qualità di *prosumers*. Per quanto concerne i consumatori – produttori, è possibile corrispondere loro un canone fisso per la messa a disposizione dell'impianto all'interno della configurazione energetica, oppure un canone che sia proporzionale alla quota di energia immessa in rete dall'impianto che resta a disposizione della comunità, definendo un prezzo per tale energia. Riguardo ai consumatori puri, nel caso in cui, in una fascia oraria, l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti risulta essere superiore o uguale alla quota autoconsumata virtualmente non vi è alcun problema di suddivisione, in quanto i contributi spettanti possono essere ripartiti proporzionalmente all'autoconsumo del singolo membro. Il problema di suddivisione si pone, invece, qualora la quota complessiva di autoconsumo virtuale da parte dei membri della CER risulti essere, in una determinata fascia oraria, maggiore dell'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti. In questo caso, è possibile l'adozione di due diverse metodologie di attribuzione:

- **metodologia strettamente proporzionale**, in cui è presa come riferimento l'intera quota di autoconsumo virtuale riferibile alla CER per la fascia oraria in cui è superata la produzione immessa in rete, e calcolata la percentuale di tale corrispettivo attribuibile a ciascun membro consumatore.
- **metodologia progressiva non proporzionale**, in cui ad ogni utente consumatore viene attribuito, nella fascia oraria d'interesse, l'*autoconsumo minimo* tra la totalità dei membri. Se il valore totale dell'energia immessa in rete e condivisa all'interno della CER è superata, tale quota di energia condivisa è suddivisa in modo uguale per tutti gli utenti che concorrono nell'ora medesima. Qualora il valore totale di energia condivisa nella CER non sia superato, si attribuiscono a tutti gli utenti che concorrono nell'ora d'interesse i contributi corrispondenti all'*autoconsumo minimo*, è calcolato il *delta contributo* non ancora attribuito e valutato l'*autoconsumo minimo ulteriore* al netto del valore precedentemente considerato, infine, è attribuito a tutti i soci consumatori che abbiano effettuato un autoconsumo maggiore o uguale all'*autoconsumo minimo* il valore dei contributi prodotti dall'*autoconsumo minimo ulteriore*. Se il *delta contributo* è così superato, quest'ultimo è attribuito in modo egualitario a tutti coloro che vi hanno concorso. Se, dall'altra parte, il *delta contributo* non è superato, si reitera la procedura descritta fino ad estinguere completamente il *delta contributo*.

Confrontando le due metodologie descritte, il metodo proporzionale risulta tendere ad avvantaggiare gli utenti maggiormente energivori, purché sincroni con la produzione degli impianti della CER. Il metodo progressivo, dall'altra parte, tende a ripartire l'energia condivisa in modo paritario tra gli utenti che effettuano lo stesso *consumo minimo*, sulla base della sincronia con la produzione dagli impianti FER. In questo modo vengono avvantaggiati i piccoli consumatori rispetto ai grandi consumatori, con un maggiore riconoscimento percentuale dei contributi.

CAPITOLO 3

Metodologia

In questo paragrafo è presentata la metodologia adottata per condurre lo studio di fattibilità tecno-economica della CER appositamente concepita al fine di condurre un'analisi comparativa degli indicatori chiave di prestazione nelle diverse zone territoriali di riferimento del mercato elettrico nazionale in termini energetici ed economici. Sarà discusso il modello energetico e il modello economico sviluppati e condotta un'analisi di sensibilità volta ad ottimizzare il dimensionamento della CER in termini di utenti membri.

L'implementazione del modello, sia energetico che economico, è stata condotta tramite l'ausilio di Microsoft Excel [20], mentre l'analisi di sensibilità è stata effettuata tramite un codice sviluppato in Matlab [21].

È da specificare che lo studio è stato sviluppato come un modello aggregato, in cui i flussi energetici ed economici sono riferiti ai membri considerati come un singolo utente aggregato che scambia e condivide l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, di proprietà della CER, senza specificarne l'edificio di installazione. Non sono state quindi effettuate distinzioni tra gli utenti come *prosumer* o *consumer*, né sono stati delineati i vettori di immissione in rete dell'energia elettrica prodotta per ciascun utente membro, l'autoconsumo fisico, e le ripartizioni economiche all'interno della comunità energetica.

3.1 Modello energetico

In questa sezione si procederà con l'esposizione del modello energetico per le configurazioni CER. Si tratta di un modello energetico su scala oraria per un anno di riferimento considerato. Per ogni comune, scelto per rappresentare una zona del mercato elettrico nazionale, saranno quindi analizzati i flussi energetici e i relativi KPIs per la valutazione delle prestazioni della CER. Inoltre, questa sezione comprende uno studio approfondito della produzione di energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico e la valutazione del carico elettrico, sia a livello residenziale che non residenziale, dei membri considerati.

I comuni di riferimento presi in considerazione per l'analisi comparativa nelle sette aree nazionali del mercato elettrico sono riportati nella tabella sottostante.

Tabella 3.1 Comuni di riferimento considerati delle rispettive zone del mercato elettrico nazionale

Zona del mercato elettrico nazionale	Comune di riferimento
Nord	Torino
Centro Nord	Siena
Centro Sud	Pescara
Sud	Taranto
Calabria	Crotone
Sardegna	Sassari
Sicilia	Catania

3.1.1 Flussi e KPIs energetici

Per ogni comune di riferimento considerato sono valutati, su scala oraria, la generazione di energia elettrica alimentata dall'impianto fotovoltaico, il consumo aggregato dei membri della CER, l'autoconsumo diffuso e quindi l'energia condivisa all'interno della comunità energetica, il surplus di energia che viene immesso nella rete elettrica e il prelievo dell'energia dalla rete elettrica nelle ore in cui non è sufficiente la produzione di energia dalla risorsa solare. Di seguito sono presentate le equazioni per il calcolo dei flussi energetici sopra citati. Si ricorda che, come detto in precedenza, il presente lavoro mira ad un'analisi comparativa nelle sette aree nazionali del mercato elettrico per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile a livello di modello aggregato. Ciò implica che i flussi energetici, così come quelli economici, sono riferiti ad un singolo utente che aggrega tutti i membri che compongono la comunità.

Il vettore generazione, su scala oraria, è calcolato sommando l'energia elettrica prodotta dall'*i*-esimo impianto fotovoltaico, all'istante di tempo *t*, secondo:

$$E_{generazione}(t) = \sum_i E_{FV}(t, i) \quad (3.1)$$

Il carico elettrico aggregato della CER, anch'esso su base oraria, è definito come la sommatoria di ciascun vettore di consumo di energia elettrica del *j*-esimo utente membro della comunità energetica, all'istante *t*, nonché del *j*-esimo POD della CER:

$$E_{carico}(t) = \sum_j E_{carico}(t, j) \quad (3.2)$$

L'autoconsumo diffuso, nonché l'energia condivisa all'interno della CER, è, in accordo con la normativa italiana e in particolare con l'articolo 42-bis del D.L. 162/19 [10], pari al minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia elettrica prelevata dai consumatori che rilevano per la configurazione:

$$E_{condivisa}(t) = \min(E_{generazione}(t); E_{carico}(t)) \quad (3.3)$$

L'energia elettrica immessa in rete generata dall'impianto di produzione non autoconsumata dagli utenti membri della CER, e quindi in eccesso rispetto all'energia condivisa dagli utenti, è calcolata come:

$$E_{surplus}(t) = E_{generazione}(t) - E_{condivisa}(t) \quad (3.4)$$

Infine, l'energia prelevata dalla rete elettrica, negli istanti di tempo orari in cui il carico elettrico aggregato della CER non è soddisfatto, anche parzialmente, dall'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e condivisa all'interno della comunità, è definita come segue:

$$E_{prelevata}(t) = E_{carico}(t) - E_{condivisa}(t) \quad (3.5)$$

Vengono inoltre definiti gli indicatori chiave di prestazione energetica al fine dell'analisi comparativa nelle zone nazionali del mercato elettrico e dell'ottimizzazione relativa al numero di utenti aggregati della comunità energetica. I KPIs energetici sono valutati su base annua, ovvero considerando, per ogni configurazione, la somma di tutti gli 8760 dati orari ottenuti dai flussi energetici precedentemente descritti.

Il primo KPI energetico valutato è l'indice di autosufficienza, ovvero il rapporto, tra l'energia effettivamente autoconsumata all'interno della CER e l'energia elettrica prelevata dalla rete per soddisfare il carico elettrico aggregato:

$$IAS = \frac{\sum_{t=1}^T (E_{carico}(t) - E_{prelievo}(t))}{\sum_{t=1}^T E_{prelievo}(t)} \quad (3.6)$$

È inoltre calcolato, come secondo KPI energetico, l'indice di autoconsumo virtuale, nonché la quota di energia elettrica generata dall'impianto di produzione effettivamente condivisa all'interno della comunità energetica:

$$IAC = \frac{\sum_{t=1}^T (E_{generazione}(t) - E_{surplus}(t))}{\sum_{t=1}^T E_{generazione}(t)} \quad (3.7)$$

3.1.2 Produzione da impianto fotovoltaico

La produzione di energia elettrica dall'impianto fotovoltaico è stata stimata tramite l'utilizzo del tool interattivo PVGIS [22], sviluppato dal Joint Research Centre della Commissione Europea. Si tratta di uno strumento online, che fornisce informazioni dettagliate sulla radiazione solare e sul potenziale di produzione di energia solare in diverse aree geografiche. Per ogni comune di riferimento, inserito all'interno del tool come località geografica, vengono analizzati i dati orari delle componenti di radiazione solare e di potenza di riferimento standard per un pannello fotovoltaico cristallino di 1 kWp di potenza nominale di picco, 14% di perdite di sistema, con inclinazione e azimut ottimizzati. Come database è stato utilizzato PVGIS-SARAH2 riferito al 2020, ultimo anno in cui PVGIS ha disponibilità di dati usufruibili.

I dati orari di produzione di potenza elettrica del singolo modulo fotovoltaico, nell'anno di riferimento scelto, sono stati convertiti in kWh per ogni zona di mercato, in modo tale da avere, per ogni località geografica, la produzione oraria di energia elettrica.

In figura 3.1 e 3.2 sono riportati gli andamenti, rispettivamente orari e mensili, della produzione di energia elettrica, mediata nelle sette aree del mercato elettrico nazionale, di un modulo fotovoltaico.

Figura 3.1 Produzione oraria di energia elettrica mediata nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS

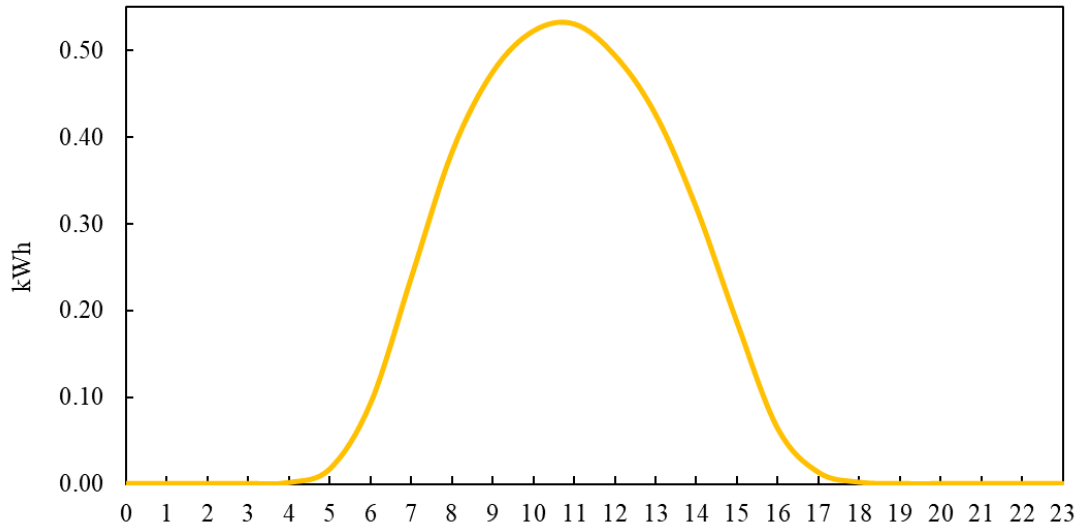
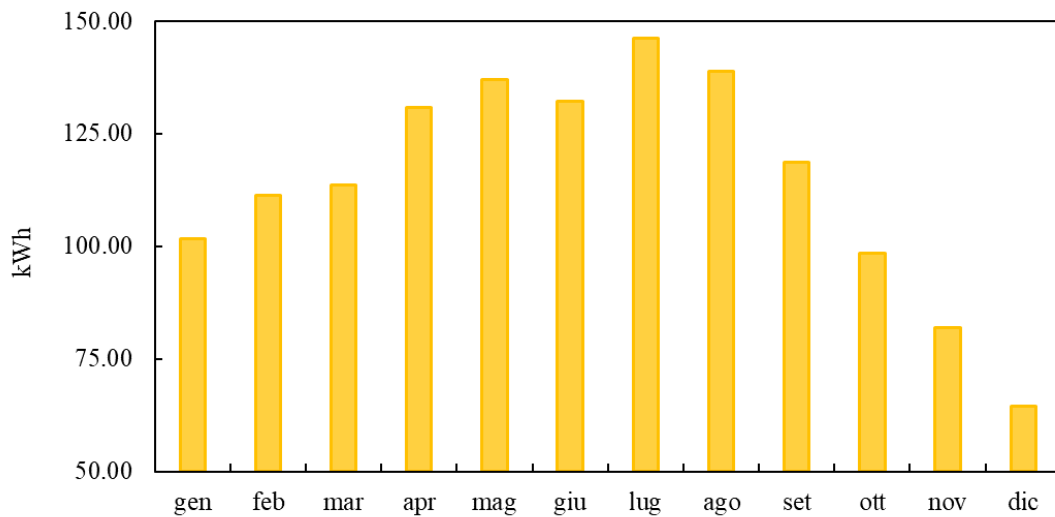


Figura 3.2 Produzione mensile di energia elettrica mediata nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS



In figura 3.3 e 3.4 è rappresentata la produzione oraria e mensile di energia elettrica da un modulo fotovoltaico nelle sette aree del mercato elettrico nazionale rispettivamente, mentre in tabella 3.2 sono riportati i valori annuali totali.

Figura 3.3 Produzione oraria di energia elettrica nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS di una giornata tipo

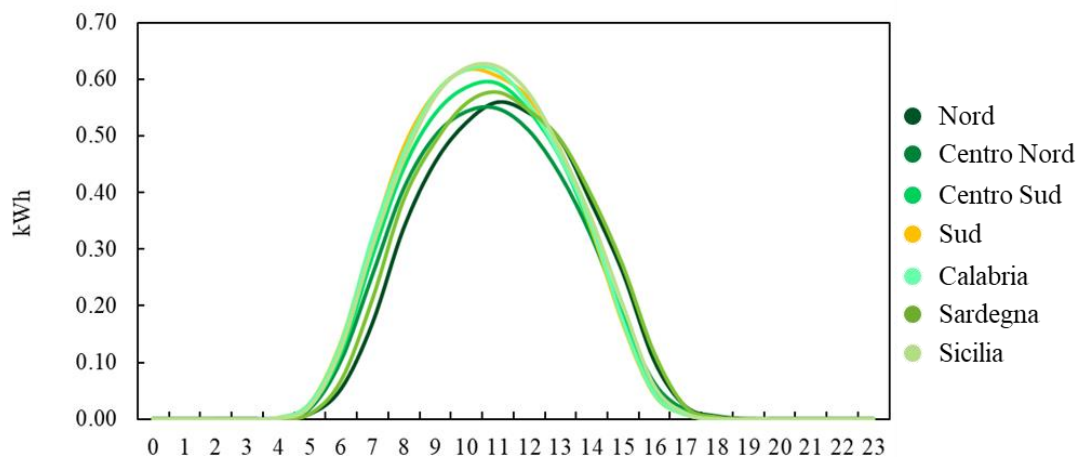


Figura 3.4 Produzione mensile cumulata di energia elettrica nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS

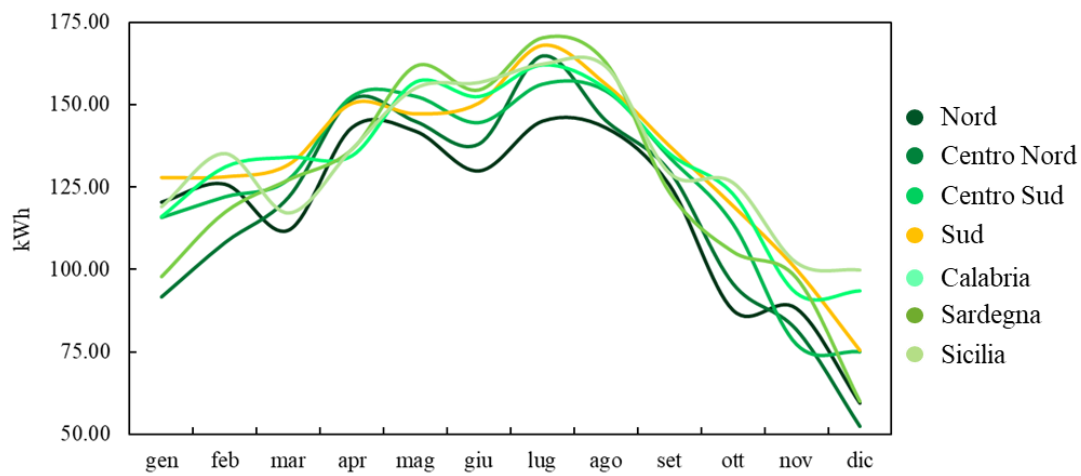


Tabella 3.2 Produzione annua di energia elettrica nelle aree del mercato elettrico nazionale da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS

Zona del mercato elettrico nazionale	Produzione annua da un modulo fotovoltaico di 1 kWp tramite PVGIS [kWh]
Nord	1 423
Centro Nord	1 425
Centro Sud	1 525
Sud	1 593
Calabria	1 587
Sardegna	1 515
Sicilia	1 601

3.1.3 Carico elettrico

Il carico elettrico è stato analizzato considerando la tipologia di utenti e il rispettivo consumo orario di elettricità. La fase di selezione dei membri aggregati è un'attività cruciale per lo sviluppo di una comunità energetica. Infatti, la CER deve essere correttamente progettata, attraverso la scelta degli utenti membri, in modo tale da raggiungere un alto valore di autoconsumo virtuale, ovvero una quota di energia consumata istantaneamente dalla comunità sufficientemente elevata sincrona all'energia prodotta dall'impianto. Avere un alto tasso di autoconsumo virtuale, e quindi un'alta percentuale di energia condivisa, implica maggiori benefici economici. In quest'ottica, la soluzione ottimale a livello progettuale è avere un aggregato di utenti la cui curva di carico è quanto più simile alla curva di produzione.

Di seguito verrà descritta la metodologia per la valutazione dei consumi elettrici dei possibili utenti membri della CER, distinguendo gli utenti residenziali da quelli non residenziali.

3.1.3.1 Carico elettrico di utenti residenziali

Il carico elettrico degli utenti residenziali è simulato tramite i profili forniti da ARERA relativi all'analisi dei consumi dei clienti domestici [23], in cui sono disponibili i dati mensili riferiti a:

- il prelievo medio mensile, in kWh, rilevato per tutti i clienti domestici;
- la ripartizione del consumo per fasce, in percentuale con riferimento ai clienti domestici trattati per fasce;
- il prelievo medio orario, in kWh, rilevato per tutti i clienti domestici trattati orari.

I dati possono essere richiesti selezionando la regione, la provincia, la classe di potenza, il mercato e l'eventuale residenza del cliente finale. Le elaborazioni sono

condotte da ARERA sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese distributrici tramite SII¹. In particolare, i dati afferiscono a:

- i prelievi aggregati messi a disposizione dal SII sulla base dei dati di misura validati di ciascun punto di prelievo, trasmessi dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto, tramite SII stesso;
- il totale dei clienti domestici del settore elettrico in Italia, distinti per area geografica (regione o provincia), rispetto ai quali sono stati depurati alcuni valori considerati anomali. Sono inclusi i prosumer, per i quali i dati non sono al netto delle immissioni, considerando i consumi complessivi del cliente.

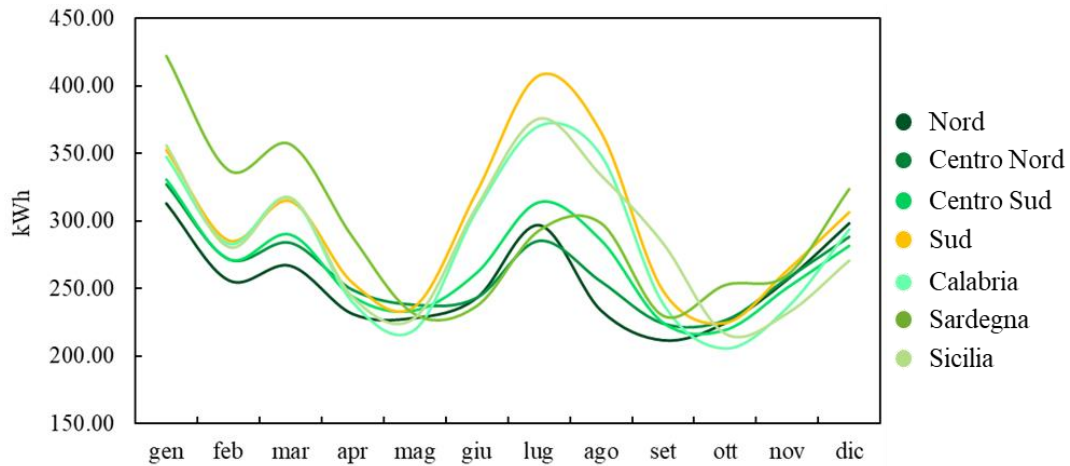
I dati utilizzati nel presente lavoro di tesi sono riferiti al 2022, su base oraria, divisi per provincia. Si è scelto di includere, nella valutazione del carico elettrico a livello residenziale, i dati di consumo riferiti alla fascia di potenza impegnata compresa tra 3 kW e 4.5 kW, per tutti i tipi di mercato, sia per il mercato libero che per il mercato a maggior tutela, considerando solamente gli utenti residenti.

Si ottiene così un set di dati di consumo medi mensili di tre giornate tipo, giorno feriale, sabato e domenica, per ogni provincia del comune scelto per rappresentare la zona del mercato elettrico nazionale. Il vettore di consumo dell'energia elettrica sarà quindi, per ogni località geografica, caratterizzato dalle tre giornate tipo con una variazione mensile.

In figura 3.5 sono riportate le curve di carico elettrico mensile cumulate degli utenti residenziali, distinte per zona nazionale del mercato elettrico.

¹ Il SII [37], Sistema Informativo Integrato, è un'infrastruttura, realizzata e gestita da Acquirente Unico, tramite cui vengono gestiti i flussi informativi (come anagrafiche cliente e dati di misura), tra distributori e venditori, relativi alle utenze di energia elettrica e del gas naturale, nonché alcuni dei principali processi commerciali, come la voltura e lo switching. Tramite il SII è, inoltre, gestito il Portale Offerte, il sito pubblico tramite cui clienti domestici, famiglie e piccole imprese possono confrontare e scegliere in modo semplice, chiaro e gratuito le offerte di elettricità e gas.

Figura 3.5 Curve di carico elettrico mensili cumulate riferite alle utenze residenziali



3.1.3.2 Carico elettrico di utenti non residenziali

Le curve di carico elettrico riferite agli utenti non residenziali sono state definite tramite la normativa EN 16798-1:2019 [24], standard europeo che fornisce le linee guida per la valutazione delle prestazioni energetiche degli edifici e dei sistemi di riscaldamento, ventilazione e condizionamento dell'aria (HVAC). In particolare, nell'annesso C del presente documento, sono riportati i valori normalizzati degli orari di occupazione ai fini del calcolo energetico e i parametri di set point differenziati per categoria di edificio. Lo standard fornisce i profili orari di due giornate tipo, giorno feriale e giorno festivo, i cui indici normalizzati per la valutazione energetica sono indicati in riferimento agli occupanti, ai dispositivi elettrici e all'illuminazione, questi ultimi due di interesse per la definizione del consumo di energia elettrica.

Ai fini del presente elaborato di tesi, sono stati considerati i profili di carico elettrico delle seguenti tipologie di edificio:

- Scuola
- Ufficio
- Ristorante
- Grande magazzino

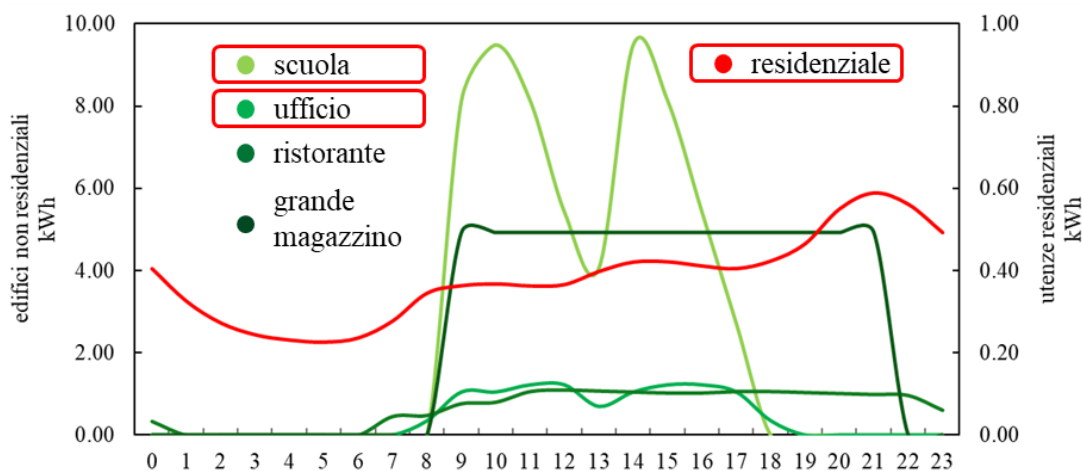
I valori orari elaborati come descritto, sono espressi in W/m^2 su scala oraria. Per ottenere delle curve di carico che siano espresse in kWh, sono state ipotizzate delle possibili superfici per ogni tipologia di edificio, riportate nella tabella 3.3:

Tabella 3.3 Superfici ipotetiche per tipologia di edificio per la generazione delle curve di carico elettrico di utenti non residenziali

Tipologia di edificio	Scuola	Ufficio	Ristorante	Grande magazzino
m ²	1 000	100	300	750

Seguendo la metodologia presentata, si ottengono i profili orari di due giornate tipo per ognuna delle tipologie di edificio riferite ad utenti non residenziali. In figura 3.6 sono riportate le curve di carico elettrico su scala oraria degli utenti non residenziali, distinte per categoria di edificio, riferite alla giornata tipo feriale.

Figura 3.6 Curve di carico elettrico di utenti non residenziali nel giorno feriale



I dati ottenuti sono stati ulteriormente modellati per tenere conto delle festività annuali e dei periodi di chiusura estiva. Nei rispettivi giorni dell'anno, riportati nella tabella seguente, i profili orari sono stati forzati a seguire le curve della giornata tipo festiva, in cui il consumo è nullo ad ogni ora.

Tabella 3.4 Date delle festività e dell'attività scolastica

Data	Festività
01/01	Capodanno
06/01	Epifania
31/03 ²	Pasqua
01/04	Lunedì di Pasqua
25/04	Festa della Liberazione
01/05	Festa del Lavoro
02/06	Festa della Repubblica Italiana
01/11	Tutti i Santi
08/12	Immacolata Concezione
24/12	Vigilia di Natale
25/12	Natale
31/12	San Silvestro
a seconda del comune	Festa del Patrono
Attività scolastica	
11/09	Inizio attività scolastica
10/06	Fine attività scolastica
24/12	Inizio vacanze invernali
06/01	Fine vacanze invernali
09/04	Inizio vacanze pasquali
14/04	Fine vacanze pasquali
Attività ufficio	
agosto	Chiusura estiva

I vettori orari di consumo per ogni tipologia di utente non residenziale sono così ottenuti per tutto l'anno di riferimento.

² È stato preso il calendario relativo al 2024 come riferimento.

3.2 Modello economico

Nel presente paragrafo viene esposta la metodologia relativa al modello economico per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile. In particolare, verranno presentati i flussi e gli indicatori di prestazione economici relativi alla valutazione della CER ed indicati i valori di input considerati nel modello.

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia, PUN e Pz sono stati inseriti all'interno del modello secondo un calcolo di previsione riferito all'anno 2024.

3.2.1 Flussi e KPIs economici

Seguendo la stessa metodologia introdotta nel modello energetico, anche per quanto riguarda il modello economico sono valutati, su scala oraria e per ogni zona del mercato elettrico nazionale, l'incentivo derivante dalla tariffa premio per l'energia condivisa in riferimento al D.M. 414 emanato dal MASE [8] e la vendita dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e immessa nella rete elettrica secondo le modalità del ritiro dedicato [25].

L'energia prodotta e immessa in rete dalla CER segue le modalità di vendita del sistema di ritiro dedicato, il ricavo relativo all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e immessa nella rete elettrica è quindi commercializzata al PUN:

$$Ricavo\ Energia\ Immessa(t) = E_{generazione}(t) \cdot PUN(t) \quad (3.8)$$

L'energia condivisa all'interno della CER segue invece le modalità di incentivazione definite dal decreto MASE, che distingue la tariffa premio secondo la taglia di potenza dell'impianto di generazione, secondo una tariffa fissa, e la zona di mercato di installazione della CER, secondo una tariffa variabile definita in riferimento dal prezzo zonale orario:

- i. per impianti di potenza > di 600 kW,

$$TPI(t) = E_{condivisa}(t) \cdot (60 + \max(0; 180 - Pz)) \quad (3.9)$$

- ii. per impianti di potenza > di 200 kW e ≤ 600 kW,

$$TPI(t) = E_{condivisa}(t) \cdot (70 + \max(0; 180 - Pz)) \quad (3.10)$$

- iii. per impianti di potenza ≤ di 200 kW,

$$TPI(t) = E_{condivisa}(t) \cdot (80 + \max(0; 180 - Pz)) \quad (3.11)$$

Secondo la modalità di incentivazione descritta dal decreto, per le regioni del Nord e del Centro Italia, è previsto un fattore correttivo per il livello di insolazione per impianti di produzione fotovoltaici pari a 10 €/MWh e 4 €/MWh rispettivamente.

In riferimento alla normativa nazionale, la tariffa premio incentivante prevede anche il rimborso dei minori costi di sistema derivanti dalla condivisione dell'energia, individuati da ARERA, pari a circa 9 €/MWh:

$$\text{Rimborso minori costi di sistema}(t) = E_{\text{condivisa}}(t) \cdot 9\text{€/MWh} \quad (3.12)$$

Sono successivamente presentati i flussi e i KPIs economici del modello, valutati per ogni area di interesse a livello annuale, che definiscono il piano economico/finanziario del progetto. Per ogni anno k di incentivazione relativa all'energia condivisa, per un periodo di tempo fino a 20 anni come previsto dal decreto MASE, sono calcolati i costi capitali e i costi operativi relativi alla CER, le tasse annue e il flusso di cassa.

I costi capitali, flusso relativo all'anno zero della costituzione della CER, prevedono le spese relative a:

- i. l'installazione del sistema fotovoltaico;
- ii. la costituzione del soggetto giuridico;
- iii. i misuratori per il conto dell'energia autoconsumata virtualmente;
- iv. l'installazione della piattaforma digitale.

I costi operativi sono costituiti dai costi annali riferiti a:

- i. la manutenzione dell'impianto fotovoltaico;
- ii. l'assicurazione del sistema fotovoltaico;
- iii. la gestione della fiscalità della CER;
- iv. l'assistenza e la gestione degli utenti membri;
- v. il funzionamento della piattaforma digitale;
- vi. il lavoro compiuto dall'energy manager.

Il sistema di tassazione per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile è relativo al calcolo dell'EBITDA, Earning Before Interest Tax Depreciation Amortization, nonché il Margine Operativo Lordo, e dell'EBIT, Earning Before Interests and Taxes o Margine Operativo Netto. Si tratta, rispettivamente, dell'utile di un'azienda a prescindere degli oneri finanziari, tasse, svalutazioni e ammortamenti e

del margine prodotto dall'attività senza considerare gli oneri finanziari e le imposte, indicatore che non tiene conto della struttura finanziaria dell'impresa e che permette di valutare la redditività della stessa. Il valore di questi due indici è riportato nelle equazioni seguenti.

Per il primo anno di incentivo ($k = 1$):

$$EBITDA(1) = \sum_{t=1}^T Ricavo Energia Immessa - OpEx_{FV} - 0.02 \cdot (1 - 0.40) \cdot CapEx_{FV} \quad (3.13)$$

Dal secondo anno fino al termine del periodo di incentivazione dell'energia condivisa ($k = 2: 20$):

$$EBITDA(k) = \sum_{t=1}^T Ricavo Energia Immessa - OpEx_{FV} - 0.04 \cdot (1 - 0.40) \cdot CapEx_{FV} \quad (3.14)$$

Per il calcolo dell'EBIT viene calcolato l'EBITDA al netto dell'IRES [26], l'aliquota d'imposta sui redditi delle società pari al 24%, e dell'IRAP [27], Imposta Regionale sulle Attività Produttive, dipendente dalla regione in cui è installata la CER, in riferimento all'aliquota ordinaria (codice 001) riferita al 2024:

Tabella 3.5 Valore IRAP per zona del mercato elettrico nazionale

Zona del mercato elettrico nazionale	IRAP (001, 2023) [%]
Nord	3.90
Centro Nord	3.90
Centro Sud	4.82
Sud	4.82
Calabria	4.82
Sardegna	2.93
Sicilia	2.93

Le tasse annuali relative alla CER sono quindi calcolate come segue:

$$EBIT(k) = EBITDA(k) \cdot IRES \cdot IRAP \quad (3.15)$$

Il flusso di cassa attualizzato per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile è valutato in base all'attualizzazione, secondo un tasso di correzione r relativo al rischio pari al 3%, dei flussi futuri attesi:

$$FCA(k) = \frac{Ricavi\ CER(k)}{(1+r)^k} \quad (3.16)$$

In cui i ricavi della CER sono calcolati come:

$$Ricavi\ CER(k) = \sum_{t=1}^T (Ricavo\ Energia\ Immesa(t) + TPI(t) + Rimborso\ minori\ costi\ di\ sistema(t)) - EBIT(k) - OpEx(k) \quad (3.17)$$

I KPIs economici per l'analisi comparativa nelle sette zone del mercato elettrico nazionale sono il valore attuale netto (VAN), il tempo di ritorno dell'investimento (PBT) e il tasso interno di rendimento (TIR). Il VAN viene calcolato come la sommatoria del flusso di cassa attualizzato nei vent'anni di incentivo per l'energia condivisa meno il costo di investimento iniziale:

$$VAN = -CapEx + \sum_{k=1}^{20} FCA(k) \quad (3.18)$$

Il PBT rappresenta il tempo in cui il valore attuale netto risulta pari a zero, ovvero il tempo necessario affinché il flusso dei redditi futuri ritraibili da un investimento arrivi a superare la spesa iniziale sostenuta per la sua realizzazione:

$$PBT = k \mid VAN = 0 \quad (3.19)$$

Infine, il TIR è definito come il tasso di attualizzazione che rende nullo il valore attuale di un investimento, indicatore di quanto l'attività è in grado di fruttare in un anno rispetto all'investimento iniziale:

$$TIR = r \mid VAN = 0 \quad (3.20)$$

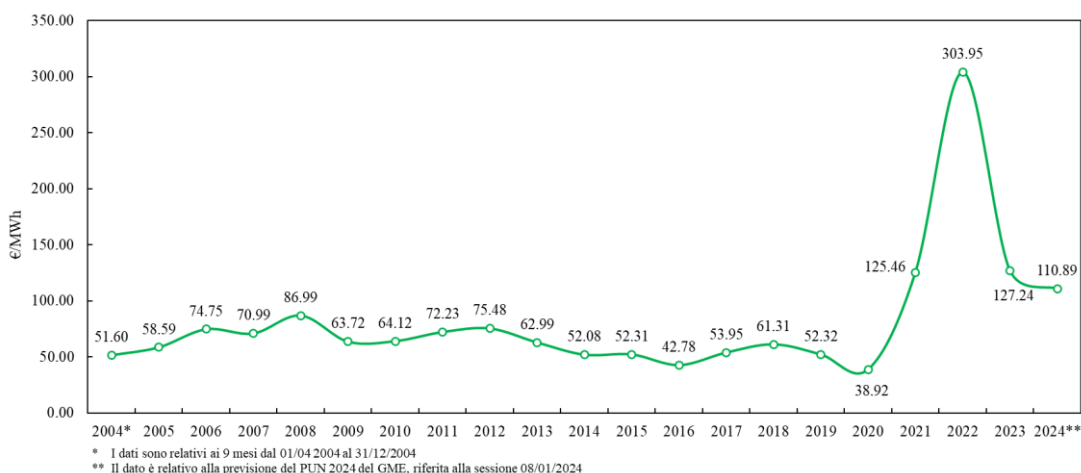
Il modello prevede due scenari possibili, in termini economici, della configurazione CER sulla base della misura cumulabile degli incentivi:

- i. **misura in conto esercizio.** L'investimento iniziale è interamente coperto dalla CER senza la richiesta di contributo in conto capitale elargito con i fondi del PNRR e la tariffa premio per l'energia condivisa è erogata nella misura del 100% annualmente senza alcuna decurtazione prevista;
- ii. **misura in conto esercizio e in conto capitale.** L'investimento iniziale è parzialmente coperto con la richiesta di contributo in conto capitale nella misura massima del 40% delle spese ammissibili previste dal decreto MASE, con una decurtazione annua del 50% sulla tariffa premio per l'energia condivisa.

3.2.2 Calcolo del prezzo dell'energia

Il prezzo dell'energia, PUN e Pz, per la valutazione del ricavo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico appartenente alla CER e immessa in rete e della tariffa premio incentivante spettante all'energia condivisa all'interno della CER, come descritto nel paragrafo 3.2.1, è stato calcolato tenendo conto dell'andamento dello stesso nei sei anni precedenti al 2024, anno di riferimento scelto per l'analisi comparativa. Si è quindi scelto di analizzare il profilo orario del PUN e dei Pz nelle sette zone del mercato elettrico nazionale negli anni 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023. Di seguito è riportato l'andamento del PUN medio annuo fornito dal GME [28] negli anni disponibili, dal 2004 al 2023, con inclusa la previsione del valore corrispondente al 2024³.

Figura 3.7 PUN medio annuo dal 2004 al 2023 e previsione del 2024 fornito dal GME



Come si può osservare dal grafico riportato in figura 3.6, il PUN è rimasto pressoché costante per valori compresi tra 45 €/MWh e 75 €/MWh dal 2004 al 2019. Nel 2020 è riportato un calo, per un valore di 38.92 €/MWh, dovuto alla crisi pandemica e al conseguente lockdown nazionale, per poi crescere nei due anni successivi fino a raggiungere un picco di 303.95 €/MWh nel 2022, corrispondente alla ripresa nazionale

³ Il valore di previsione del PUN medio annuo dell'anno 2024 fornito dal GME è riferito alla sessione del 08/01/2024.

post-pandemica e alla crisi energetica scatenata dalla guerra in Ucraina. Il 2023 ha visto un successivo ribasso del PUN, comunque elevato rispetto ai dati storici, pari a 127.24 €/MWh, mentre la previsione del GME per il 2024, anno di riferimento per l'analisi comparativa del presente lavoro di tesi, è stimata, con riferimento ai futures visionati in data 08/01/2024, ad un valore di 110.89 €/MWh.

La scelta di calcolare il PUN 2024 orario con riferimento agli anni dal 2018 al 2023, è mirata a tenere in considerazione sia i dati storici precedenti al ribasso del 2020, sia i rialzi negli anni strettamente precedenti all'anno di riferimento, dovuti certamente ad eventi eccezionali ma influenti nella definizione del PUN nel corso del 2024 e negli anni a seguire.

Il calcolo del PUN e dei Pz nelle zone del mercato elettrico nazionale è stato effettuato tramite la normalizzazione delle variazioni orarie dei dati disponibili forniti dal GME degli stessi, in ognuno dei sei anni considerati, rispetto al PUN medio annuo. I valori normalizzati ottenuti sono stati mediati per tutti gli anni considerati, ottenendo così un vettore orario di PUN e Pz nelle sette aree nazionali di riferimento attendibile per il 2024.

In figura 3.8 e 3.9 sono riportati, rispettivamente, gli andamenti orari e mensili del PUN 2024 calcolato, considerando i valori medi per ogni ora di tutti i giorni dell'anno, nel primo grafico, e per ogni mese nel secondo, in modo tale da ottenere un andamento del prezzo dell'energia rappresentativo per una giornata tipo.

Figura 3.8 Profilo medio orario del PUN 2024 calcolato in una giornata tipo

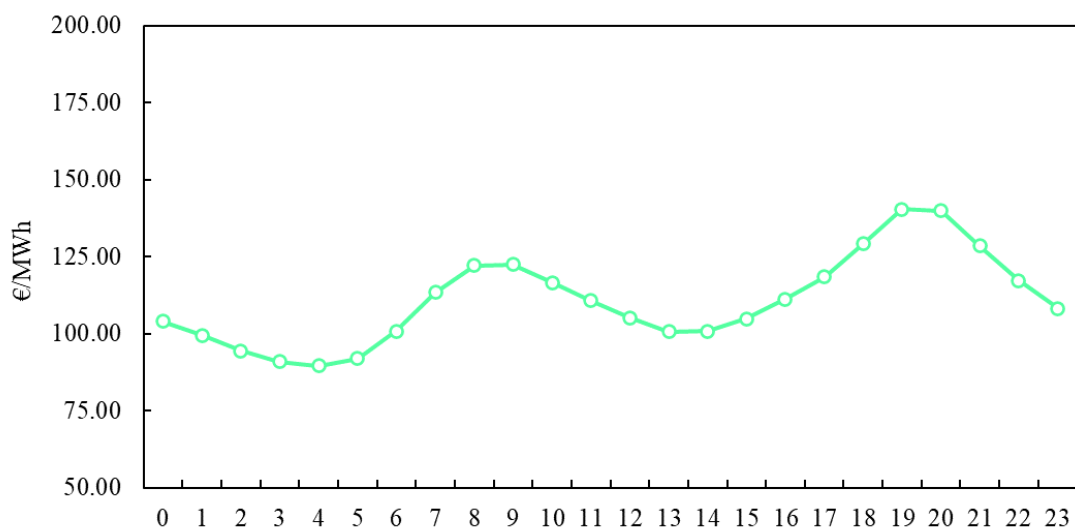
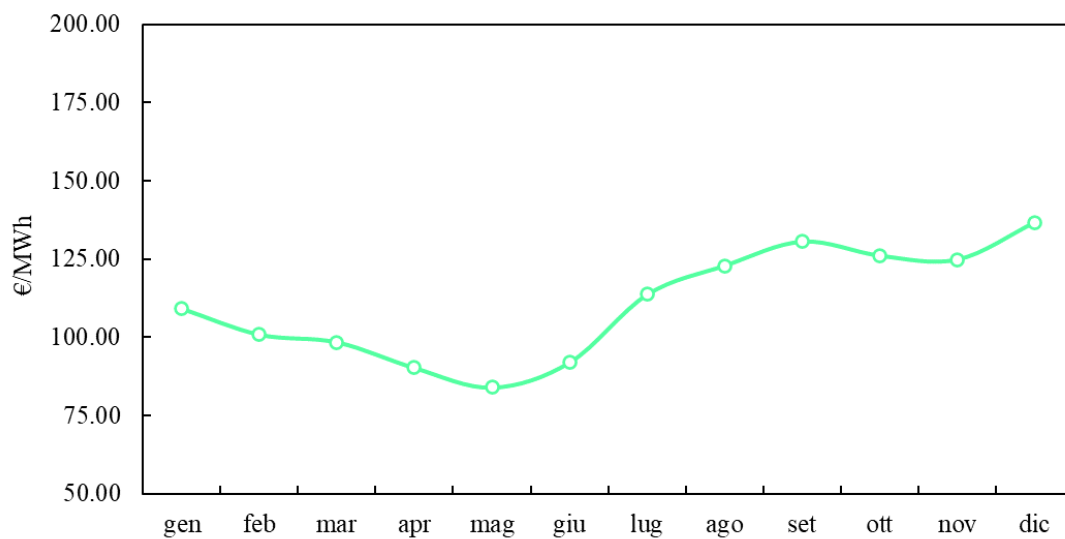


Figura 3.9 Profilo medio mensile del PUN 2024 calcolato



Per completezza di analisi e in modo tale da confrontare l'andamento del prezzo dell'energia ottenuto con i dati storici, vengono riportati anche il profilo orario di una giornata tipo e il profilo mensile medio del PUN riferito agli anni dal 2018 al 2023.

Figura 3.10 Profilo medio orario dei dati storici del PUN in una giornata tipo

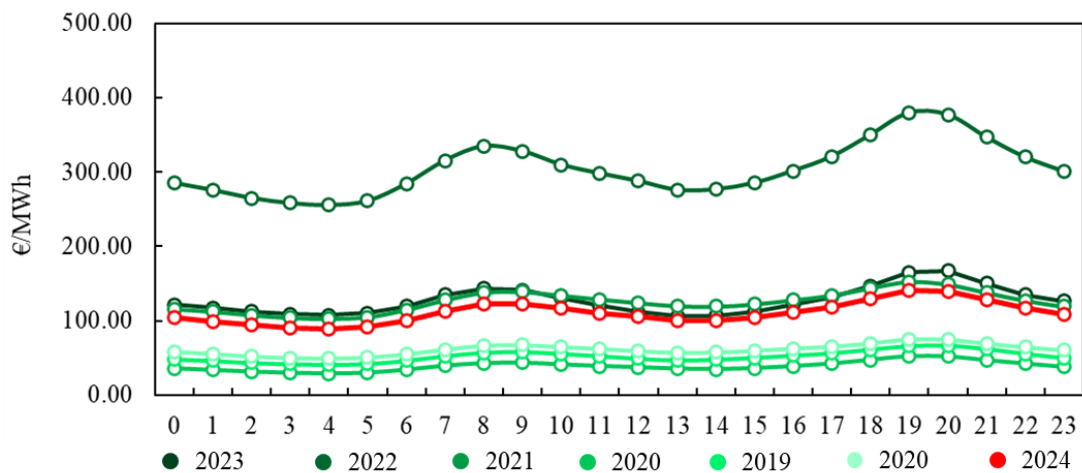
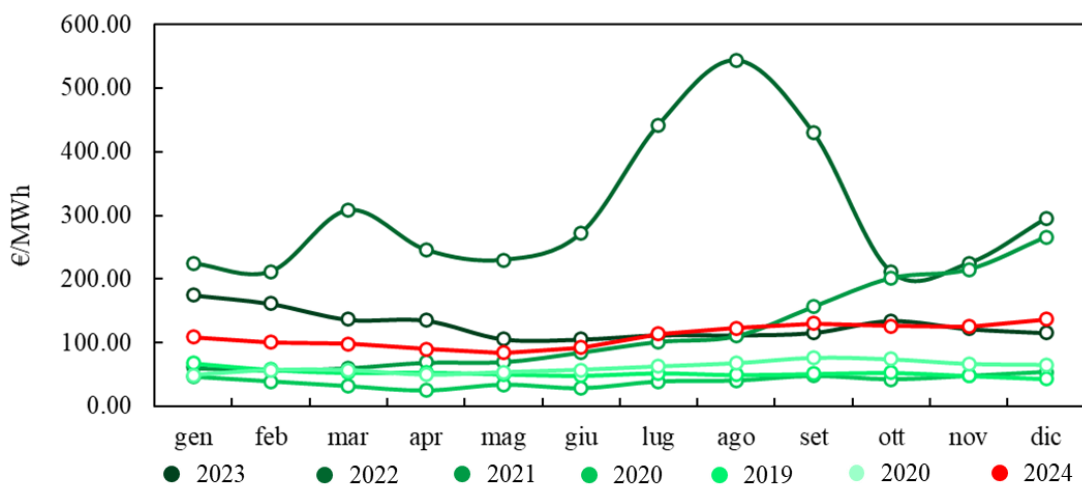


Figura 3.11 Profilo medio mensile dei dati storici del PUN



Come si può notare dai grafici riportati, l'andamento orario del PUN 2024 calcolato segue lo stesso andamento dei PUN orari dei dati storici nei sei anni precedenti, mentre i valori medi mensili dei dati storici influenzano il profilo del PUN 2024 mese per mese, presentando valori maggiori nella seconda metà dell'anno come per il 2022 nei mesi centrali e per il 2021, 2020 e 2018 nei mesi finali dell'anno.

3.2.3 Parametri economici di input

Nella presente sezione vengono indicati i parametri economici utilizzati nel modello come dati di input per la valutazione dei flussi e dei KPIs presentati nel paragrafo 3.2.1.

Come detto, il costo capitale per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile fa riferimento a quattro voci di costo: (i) l'installazione del sistema fotovoltaico, (ii) la costituzione del soggetto giuridico, (iii) i misuratori per il conto dell'energia autoconsumata virtualmente e (iv) l'installazione della piattaforma digitale.

- i. Per valutare il costo di installazione del sistema fotovoltaico viene considerato il costo relativo di installazione, pari a 1 600 €/kWp [29], moltiplicato per la taglia dell'impianto. Il costo indicato fa riferimento al *National Survey Report of PV Power Application in Italy 2022*, pubblicato dall'IEA, relativo alla disaggregazione dei costi per un impianto fotovoltaico residenziale distribuito su tetto collegato alla rete di potenza < 10 kW, che considera il costo di hardware (modulo, inverter, materiale di montaggio e altri componenti) e i costi secondari (progettazione, lavoro di installazione, spese di spedizione e viaggio al cliente, autorizzazioni e messa in servizio, margine di progetto).
- ii. La spesa relativa alla costituzione del soggetto giuridico che definisce la CER come associazione riconosciuta è stata valutata pari a 5 000 €.
- iii. Il costo relativo all'installazione dei misuratori per il calcolo dell'energia autoconsumata virtualmente dagli utenti della CER è stato fissato pari a 50 €/POD.
- iv. L'installazione della piattaforma digitale prevede una quota di 2 900 €.

I costi operativi della CER, invece, fanno riferimento a: (i) la manutenzione dell'impianto fotovoltaico, (ii) l'assicurazione del sistema fotovoltaico, (iii) la gestione della fiscalità della CER, (iv) l'assistenza e la gestione degli utenti membri, (v) il funzionamento della piattaforma digitale, e (vi) il lavoro compiuto dall'energy manager.

- i. La voce relativa ai costi operativi e di manutenzione dell'impianto fotovoltaico ammonta ad un valore pari a 20 €/kWp [30], in riferimento al 2022 per impianti di potenza compresi tra i 200 kW e i 500 kW, secondo il *Rapporto Trimestrale Q4/2022, Energia e Clima* pubblicato dal GSE.
- ii. La spesa di assicurazione per l'impianto fotovoltaico è considerata pari all'1% del costo di installazione dello stesso.
- iii. Il costo per la gestione della fiscalità della CER è stato valutato pari a 3 200 €.
- iv. L'assistenza e la gestione degli utenti membri della CER prevedono una spesa annuale relativa al 10% dei POD della comunità per 5.76 €/POD.
- v. Il costo dovuto al funzionamento della piattaforma digitale è pari a 10 €/POD.
- vi. La spesa della CER impiegata per pagare il lavoro compiuto annualmente dalla figura dell'energy manager ammonta a 3 000 €.

Tutte le voci di costo, sia a livello di costo capitale che di costo operativo, sono riportate nella tabella 3.6.

Tabella 3.6 Parametri economici di input relativi al costo capitale e operativo della CER per la definizione del business plan

Voce di costo	Valore [unità di misura]
CapEx	
Installazione del sistema fotovoltaico	1 600 [€/kWp]
Costituzione del soggetto giuridico	5 000 [€]
Misuratori	50 [€/POD]
Piattaforma digitale	2 900 [€]
OpEx	
Manutenzione del sistema fotovoltaico	20 [€/kWp]
Assicurazione del sistema fotovoltaico	1% CapEx FV [€/kWp]
Gestione della fiscalità	3 200 [€]
Assistenza e gestione membri	5.76 [€/POD] 10%POD
Piattaforma digitale	10 [€/POD]
Energy manager	3 000 [€]

3.3 Bilanciamento della CER

In questa sezione è condotta un'analisi di sensibilità volta al bilanciamento ottimale della CER nelle sette aree del mercato elettrico nazionale in termini di numero di utenti aggregati. Lo scopo dell'analisi, quindi, è quella di definire il numero di clienti finali ottimale da aggregare all'interno della configurazione energetica in modo tale da studiare una CER che sia bilanciata da un punto di vista energetico ed economico.

A tal proposito, è stato sviluppato uno codice volto a massimizzare il ritorno economico in termini di profitto al lordo delle tasse rispetto all'investimento iniziale speso per la costituzione e la progettazione della CER.

La funzione obbiettivo è quindi definita come segue:

$$Ritorno = \frac{\sum_{t=1}^T (Ricavi_{CER, lordi}(t))}{CapEx} \cdot 100 \quad (3.21)$$

In cui la funzione *Ritorno* è definita come la somma tra il ricavo dovuto all'energia prodotta e immessa in rete (*Ricavo Energia Immessa(t)*), l'acquisizione della tariffa premio spettante all'energia condivisa all'interno della CER (*TIP(t)*), il rimborso dei minori costi di sistemi sull'energia effettivamente condivisa (*Rimborso minori costi di sistema(t)*), sottratta per i costi operativi coinvolti e considerati (*OpEx(t)*).

Sono inoltre valutati l'indice di autoconsumo virtuale e di autosufficienza, e il profitto pro-capite del singolo utente aggregato.

Avendo definito la produzione di energia elettrica dall'impianto fotovoltaico e i carichi elettrici dei possibili utenti membri, è ora necessario progettare la CER in modo da valorizzare l'energia condivisa e, quindi, l'autoconsumo. Come già riportato nel paragrafo 3.1.1, l'indice di autoconsumo è definito come la quota di energia condivisa, nonché la differenza tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e l'energia che è

immessa in rete non autoconsumata, rispetto all'energia prodotta dall'impianto, secondo la formula (3.7).

L'analisi di sensibilità è effettuata variando il numero di utenti residenziali aggregati alla CER, da 10 a 2 000 membri, e mantenendo costante il numero e la tipologia di utenti non residenziali, secondo la tabella 3.7.

Tabella 3.7 Numero di utenti non residenziali aggregati

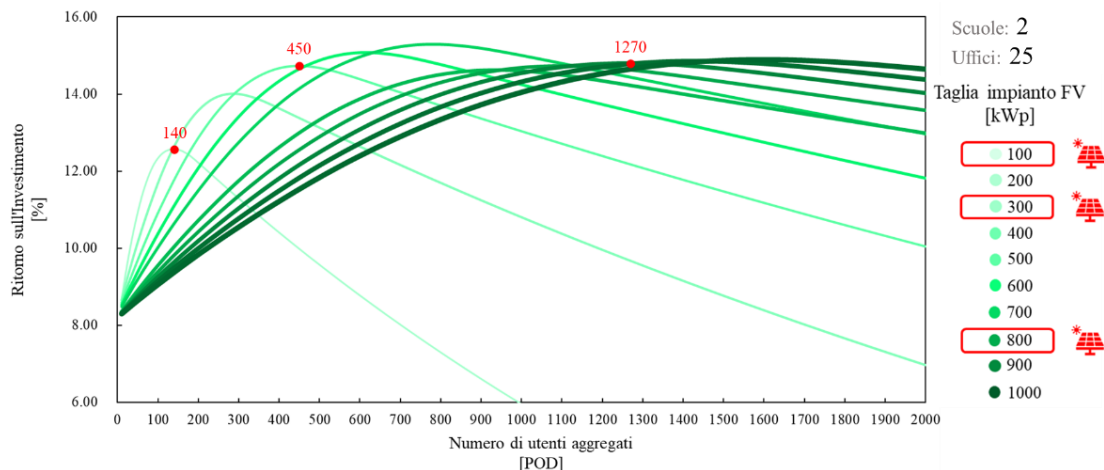
Tipologia di utente	Scuola	Ufficio	Ristorante	Grande magazzino
Numero di utenti aggregati	2	25	0	0

La scelta di tenere fissati a zero il numero di utenti riferiti al ristorante e al grande magazzino è dovuta al carico orario elettrico delle due utenze, che non risultano sincroni con la produzione di energia dall'impianto fotovoltaico e che quindi non contribuirebbero in modo efficiente alla condivisione di energia all'interno della CER. Al contrario, il carico elettrico riferito alla scuola e all'ufficio, così come l'utente residenziale, è sufficientemente sincrono con la generazione fotovoltaica ed è quindi inserito all'interno dello studio.

L'analisi è ulteriormente implementata con la variazione della taglia dell'impianto fotovoltaico, da 100 a 1 000 kWp. In questo modo, si otterrà una CER con il numero di utenti aggregati ottimizzato per taglia di impianto fotovoltaico tale da valorizzare il ritorno economico della configurazione energetica.

L'analisi di sensibilità è stata sviluppata tramite l'ausilio di Matlab [21], linguaggio di programmazione utilizzato principalmente per il calcolo numerico, prendendo come dati di input i valori orari del vettore di generazione fotovoltaica e del vettore di carico elettrico per utenti residenziali mediati nelle sette zone del mercato elettrico nazionale. In Figura 3.12 viene riportato il grafico contenente i risultati dell'analisi.

Figura 3.12 Variazione del ritorno sull'investimento rispetto al numero di POD aggregati alla CER al variare della taglia dell'impianto FV mantenendo costante il numero di utenze non residenziale



Considerando 100 kWp, 300 kWp, 800 kWp come le tre taglie che rappresentano un impianto rispettivamente di piccola, media e grande taglia per le configurazioni di comunità energetica rinnovabile⁴, il numero di utenti residenziali aggregati alla CER tale da ottimizzare la configurazione risulta essere:

- 140 utenti membri per 100 kWp installati;
- 450 utenti membri per 300 kWp installati;
- 1 260 utenti membri per 800 kWp installati.

I risultati complessivi dell'analisi di sensibilità sono riportati nella tabella 3.8.

⁴ È da ricordare che, in riferimento al decreto MASE [8], la tariffa incentivante è differenziata per zona del mercato elettrico nazionale secondo il prezzo zonale orario, e per taglia di impianto installato in tre diverse fasce: per impianti fino a 200 kW, per impianti da 200 kW fino a 600 kW e per impianti superiori a 600 kW.

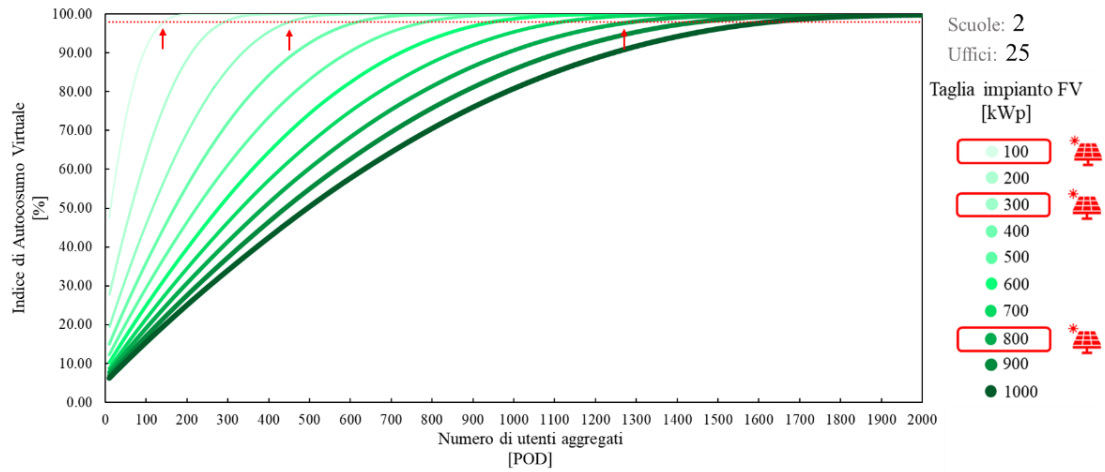
Tabella 3.8 Risultati dell'analisi di sensibilità sull'indice di autoconsumo al variare del numero di utenti aggregati alla CER e mantenendo il numero di utenze non residenziali

Taglia impianto FV [kWp]	Numero di utenti residenziali aggregati (POD) che ottimizzano la funzione obiettivo	Indice di Autoconsumo Virtuale [%]	Indice di Autosufficienza [%]
100	140	97.68	24.46
200	290	97.90	25.65
300	450	97.94	25.51
400	610	97.82	25.40
500	780	97.93	25.07
600	940	97.79	25.06
700	1 100	97.67	25.04
800	1 270	97.73	25.88
900	1 430	97.64	24.88
1 000	1 600	97.68	24.77

Sulla base dei risultati ottenuti è possibile verificare che all'aumentare della taglia dell'impianto fotovoltaico installato, il numero di utenti aggregati che ottimizza la funzione obiettivo cresce linearmente con coefficiente angolare della retta pari a 1.62.

Come si può osservare nella figura 3.13, l'indice di autoconsumo virtuale relativo al numero di POD che ottimizza la funzione obiettivo del modello aggregato esaminato per taglia di impianto è pari a circa il 97%. Questo risultato suggerisce che quanto più elevata è la percentuale di energia virtualmente autoconsumata e quindi condivisa all'interno della CER, tanto più è ottimizzata la configurazione energetica in termini di profitto economico. È da ricordare che il modello sviluppato nel presente lavoro di tesi è basato su un'analisi aggregata, con l'annesso che non viene tenuta traccia della quota di autoconsumo fisico dei clienti finali. Inoltre, la funzione obiettivo trova il suo punto di massimo a saturazione raggiunta da parte dell'energia condivisa all'interno della CER (97%). Questo risultato è conforme alla struttura dei ricavi della configurazione, in cui la quota parte di energia condivisa risulta essere una delle voci principali in termini non solo energetici ma anche economici.

Figura 3.13 Variazione dell'indice di autoconsumo virtuale rispetto al numero di POD aggregati alla CER al variare della taglia dell'impianto FV mantenendo costante il numero di utenze non residenziale



Il codice Matlab implementato è riportato nell'annesso A, Codice Matlab per l'analisi di sensibilità volta al bilanciamento ottimale della CER.

CAPITOLO 4

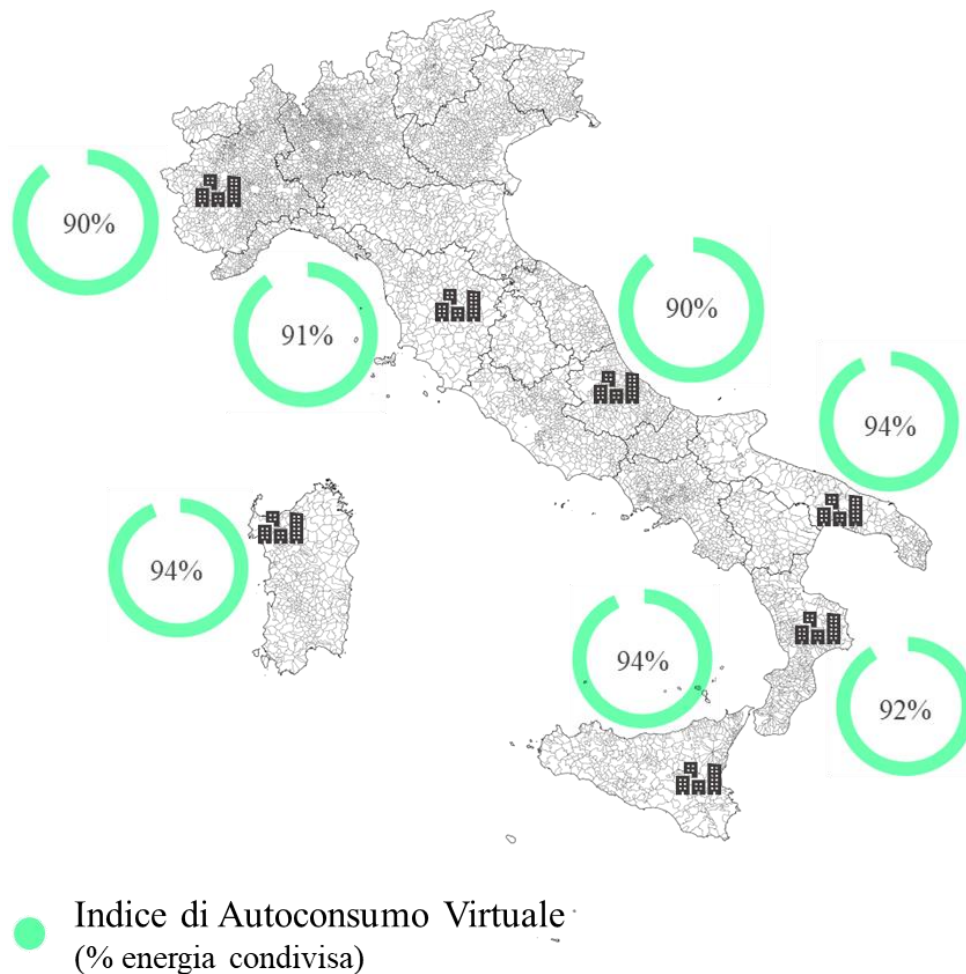
Risultati

In questo paragrafo sono presentati i risultati dell'analisi comparativa ottenuti dal modello energetico e dal modello economico per le zone del mercato elettrico nazionale. La CER di riferimento per la presentazione dei KPIs e dei flussi energetici ed economici considerati è riferita ad una taglia media di impianto fotovoltaico pari a 300 kWp e, in termini di utenti aggregati, a 2 scuole, 25 uffici e 450 utenti residenziali, numero di POD ottimale per la rispettiva taglia di impianto come risultato dell'analisi di sensibilità condotta al fine di bilanciare la configurazione energetica.

4.1 Risultati ottenuti dal modello energetico

Come risultato principale ottenuto dal modello energetico è considerata la variazione di autoconsumo virtuale, nonché la percentuale di energia condivisa, nelle zone del mercato elettrico nazionale con riferimento ad una CER appositamente considerata sulla base dei risultati raggiunti dall'analisi di sensibilità condotta: 300 kWp di taglia di impianto fotovoltaico, 2 scuole, 25 uffici e 450 utenti residenziali. I risultati sono riportati in figura 4.1.

Figura 4.1 Indice di autoconsumo virtuale nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



I risultati del modello energetico suggeriscono che la percentuale di energia condivisa è generalmente più elevata nella zona Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna, mentre nella zona Nord, Centro Nord e Centro Sud risulta essere minore, con uno scarto massimo di quattro punti percentuali a livello annuale. È da notare che la differenza tra le regioni del Nord e quelle del Sud e le due isole non è così significativa. Infatti, seppur la risorsa solare sia tipicamente maggiore nelle regioni del Sud Italia e nelle due isole (figura 3.3), il carico elettrico, soprattutto nei mesi estivi, è maggiormente elevato rispetto alle regioni del Centro e del Nord Italia (figura 3.4). Fa eccezione la Sardegna, che presenta un la massima produzione nei mesi estivi e primaverili e un valore decisamente inferiore, confrontabile con quelli ottenuti nella zona Nord e Centro Nord, durante l'inverno e l'autunno. D'altra parte, il picco di consumo è registrato nei mesi autunnali ed invernali, mentre, nei mesi estivi in particolare, i risultati mostrano un andamento simile alle regioni del Nord.

Al fine della valutazione dei risultati ottenuti viene riportata la variazione stagionale della percentuale di energia condivisa nelle diverse zone del mercato elettrico nazionale.

Figura 4.2 Variazione stagionale dell'indice di autoconsumo virtuale nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri (1)

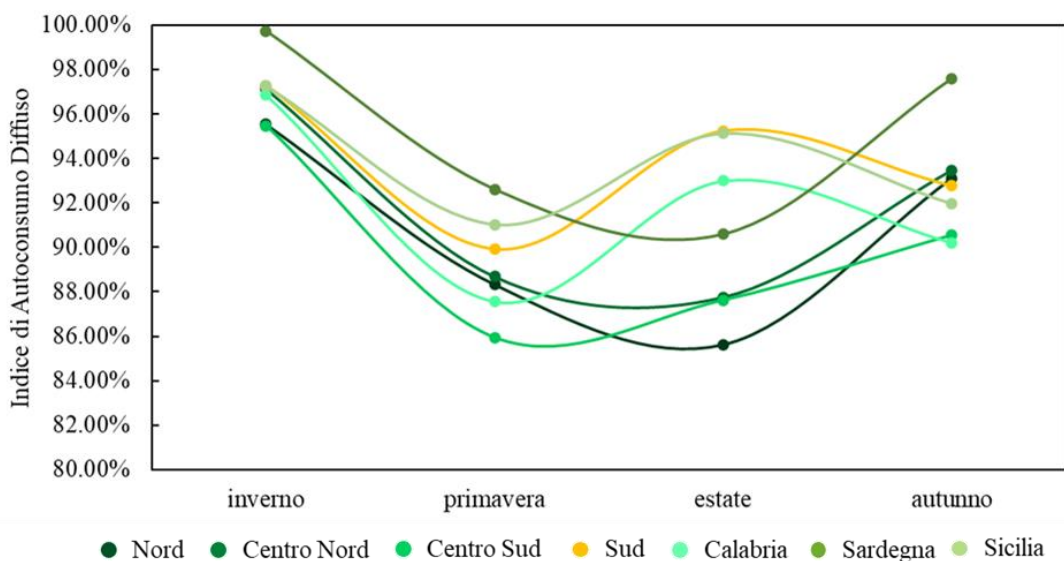
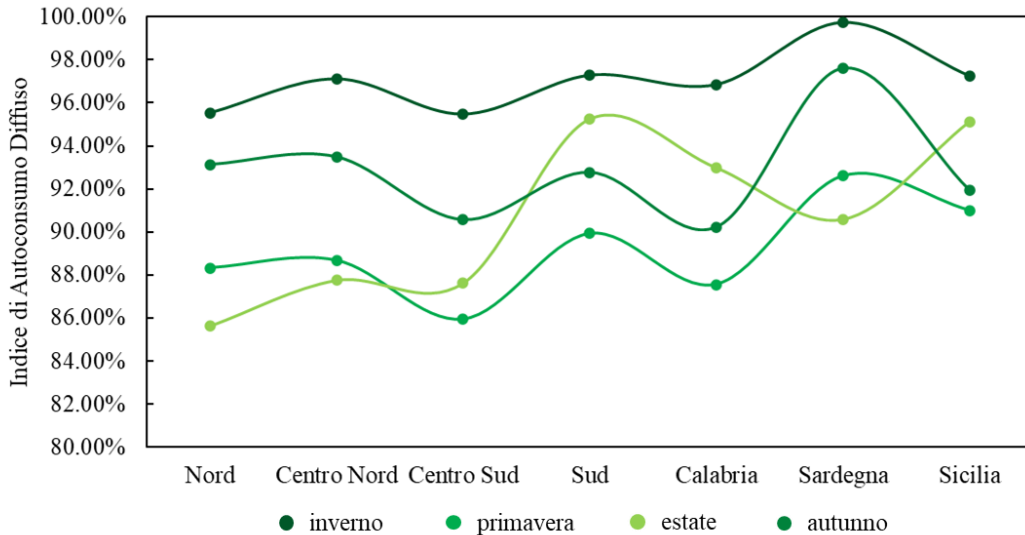


Figura 4.3 Variazione stagionale dell'indice di autoconsumo virtuale nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri (2)

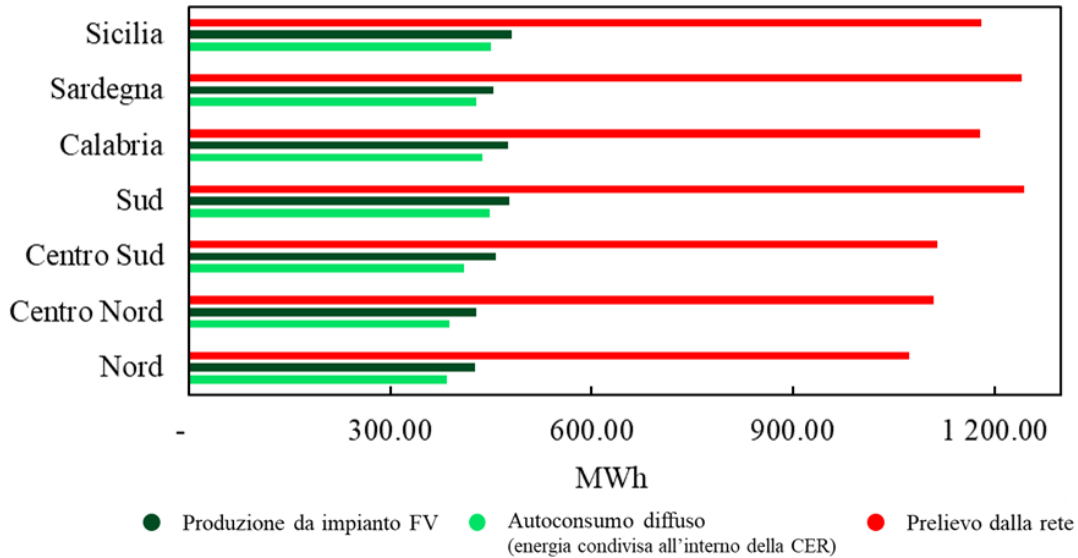


Come si può notare dal grafico rappresentato in figura 4.2, la zona Nord, Centro Nord e Sardegna presentano lo stesso andamento stagionale, seppur con valori assoluti diversi (maggiori per la zona Sardegna rispetto alle regioni del Nord e del Centro Nord), con il minimo valore di percentuale di energia condivisa che è registrato durante i mesi estivi, così come per la zona Sud, Calabria e Sicilia, i cui valori più bassi sono ottenuti nei mesi primaverili per poi rialzarsi durante l'estate. La zona di riferimento del Centro Sud, invece, ha un andamento diverso, con il minimo registrato durante la primavera e quasi lineare nelle stagioni successive. Generalmente, come riportato in figura 4.3, i valori di autoconsumo diffuso massimi sono registrati durante i mesi invernali, in cui l'energia condivisa arriva a saturazione, mentre durante la primavera e l'estate i valori ottenuti risultano inferiori, in particolare per le zone Nord, Centro Nord e Centro Sud, a causa di un carico elettrico minore che non permette all'energia condivisa di saturare.

È, inoltre, riportato il bilancio energetico della CER nelle sette zone del mercato elettrico nazionale, in cui sono rappresentati la produzione di energia dall'impianto

fotovoltaico di 300 kWp, la quota di energia condivisa all'interno della configurazione, e il prelievo di energia dalla rete nazionale per coprire il deficit di consumo.

Figura 4.4 Bilancio energetico annuale della CER nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



Come si può osservare dal bilancio energetico annuale della CER progettata, la percentuale di prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale mediata nelle sette zone di mercato è pari al 73% del carico elettrico totale, mentre la quota media di energia autoconsumata, sincrona alla produzione di energia dell'impianto fotovoltaico, che costituisce un "risparmio in bolletta" virtuale per gli utenti aggregati alla CER, ricopre il 27% del consumo totale.

In tabella 4.1 vengono riportati i KPIs calcolati nel modello energetico relativi alla configurazione CER considerata per ogni zona di mercato elettrico.

Tabella 4.1 KPIs energetici della CER nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d’impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

Zona del mercato elettrico nazionale	Indice di Autoconsumo Virtuale	Indice di Autosufficienza Virtuale
Nord	90%	26%
Centro Nord	91%	26%
Centro Sud	90%	27%
Sud	94%	26%
Calabria	92%	27%
Sardegna	94%	26%
Sicilia	94%	28%

Questo valore di autosufficienza è relativamente basso rispetto ai tipici valori relativi ad impianti di produzione fotovoltaici associati ad un consumo elettrico, nonché alle configurazioni CER. È da ricordare che nello studio implementato nel presente lavoro di tesi la CER è analizzata come un modello aggregato in cui non è calcolata la quota di autoconsumo fisico degli utenti membri. Questa ipotesi del modello analizzato implica indici di autoconsumo virtuale maggiori e indici di autosufficienza più bassi rispetto ad una situazione reale in cui l’autoconsumo fisico rappresenta una quota maggioritaria dello studio di fattibilità, nonché il flusso energetico con maggiore rilevanza economica per il cliente finale costituendo un vero e proprio risparmio sulla bolletta elettrica.

Nell’annesso B sono riportati i grafici relativi ai risultati ottenuti dal modello energetico per zona di mercato elettrico nazionale, in cui sono rappresentati i flussi di produzione di energia dall’impianto fotovoltaico da 300 kWp, la quota di energia autoconsumata virtualmente dagli utenti aggregati, l’energia elettrica prodotta e immessa in rete non consumata dai membri della CER e il prelievo di energia dalla rete nazionale per coprire il carico elettrico della CER.

4.2 Risultati ottenuti dal modello economico

Come descritto nel paragrafo 3.2, relativo alla metodologia adottata per l'implementazione del modello economico, per la valutazione dei flussi e degli indici di prestazione sono stati analizzati due diversi scenari con riferimento alle modalità di cumulabilità degli incentivi indicati dal decreto MASE [8]. Il primo scenario prevede l'incentivazione relativa alla misura con contributo in conto esercizio, ovvero l'ottenimento della tariffa premio incentivante riferita all'energia condivisa all'interno della CER erogata nella misura del 100%. Il secondo scenario, invece, prevede l'ottenimento della misura con contributo in conto capitale in aggiunta al contributo in conto esercizio nella massima misura applicabile secondo la normativa, ovvero del 40% delle spese ammissibili indicate nell'allegato 2 del decreto MASE e comunque non oltre 1 100 €/kW⁵, con un fattore di decurtazione della tariffa premio per l'energia condivisa incentivata pari al suo valore massimo, ovvero 0.50.

Di seguito verranno rappresentati i risultati ottenuti dal modello economico in riferimento ai due scenari considerati per ogni zona del mercato elettrico nazionale in termini di KPIs.

⁵ Costo di investimento massimo di riferimento per l'erogazione del finanziamento posto dal decreto MASE corrispondente alla taglia di impianto considerata nell'analisi, ovvero 300 kWp.

Figura 4.5 Tempo di ritorno dell'investimento nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

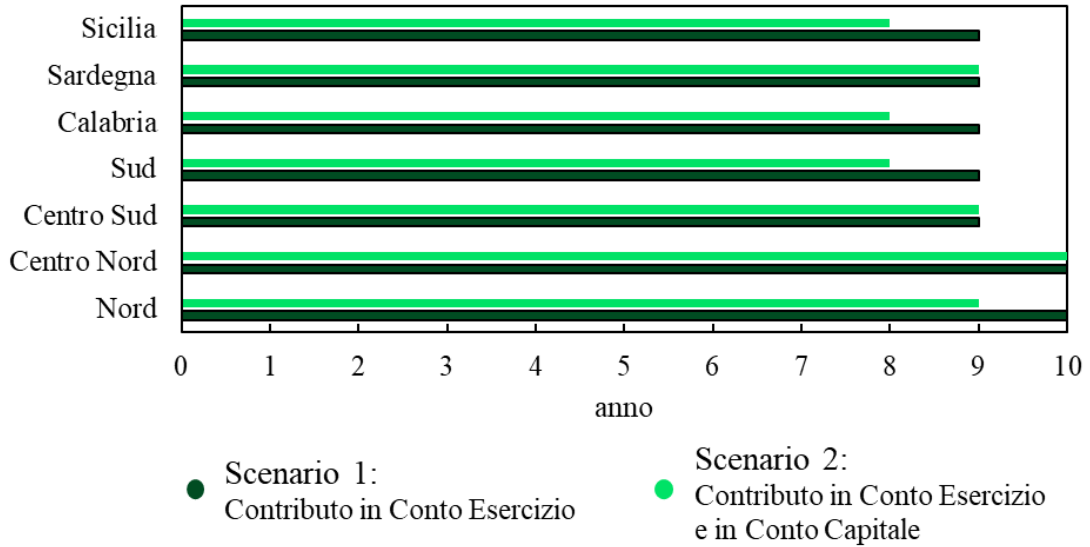


Figura 4.6 Tasso interno di rendimento nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

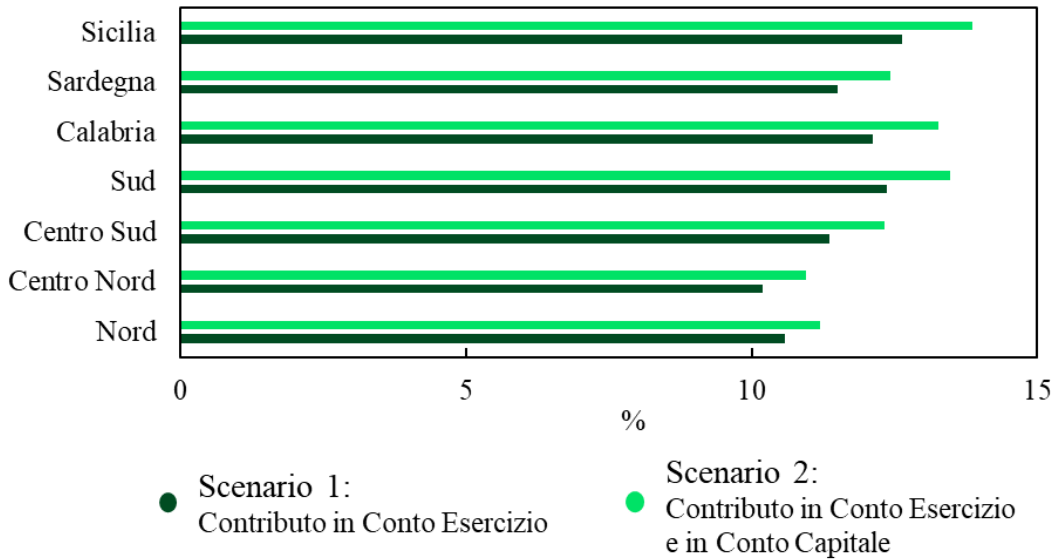
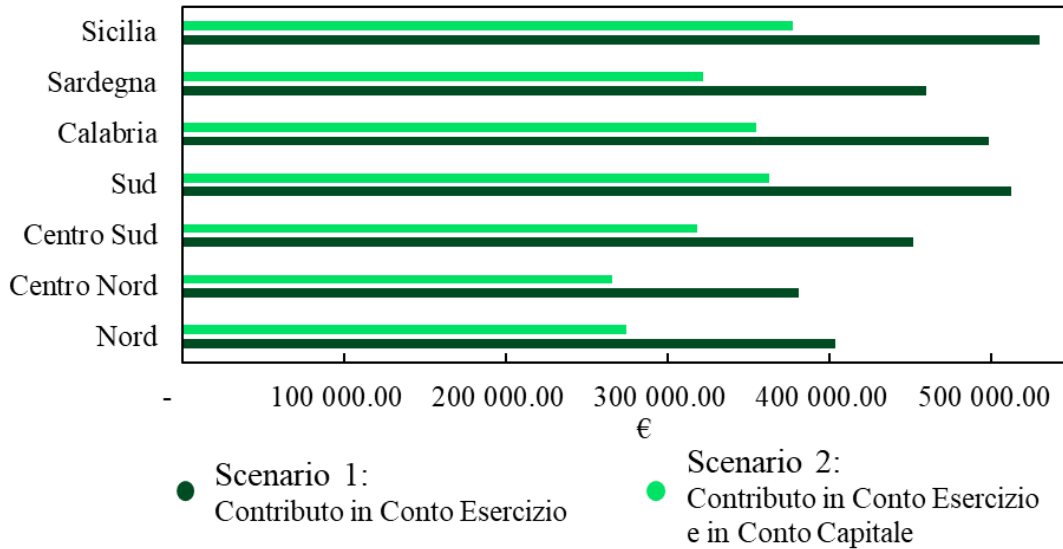


Figura 4.7 Valore attuale netto a 20 anni di TPI nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d'impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



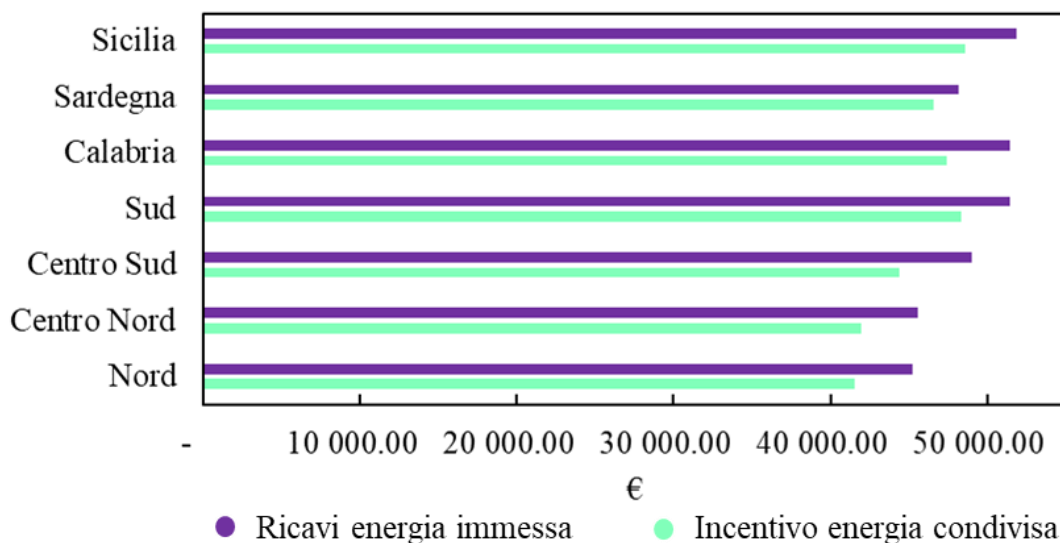
Come si può notare dalle figure 4.5, 4.6 e 4.7, lo scenario 2 presenta risultati più convenienti in termini di tempo di ritorno della spesa all'anno zero e di tasso interno di rendimento. Questo risultato indica che, per la CER progettata in ogni zona del mercato elettrico nazionale, il costo capitale riferito all'installazione dell'impianto fotovoltaico è recuperato in tempi più corti e più efficacemente nel caso in cui la spesa iniziale sia coperta al 40% dall'erogazione del contributo in conto capitale e venga applicata la conseguente decurtazione annuale della tariffa premio incentivante al 50%. D'altra parte, il valore attuale netto, ovvero la redditività dell'investimento attuato, è maggiormente favorevole nello scenario in cui non è prevista la cumulabilità degli incentivi e la spesa capitale iniziale è interamente a carico della CER senza l'ottenimento di alcun finanziamento.

Gli indicatori di prestazione del modello economico risultano essere maggiormente favorevoli nelle regioni del Sud rispetto a quelle del Nord nonostante la tariffa correttiva dedicata all'energia condivisa all'interno della CER prodotta da impianti fotovoltaici. Generalmente l'investimento iniziale viene recuperato un anno prima, circa un punto percentuale in modo più efficace, e il valore attuale netto al ventesimo anno è di circa 130 000 € più elevato. Fa eccezione la zona Sardegna, con tassi interni

di rendimento minori e flussi di cassa meno favorevoli rispetto alle zone Sud, Calabria e Sicilia.

È, inoltre, riportato il bilancio economico della CER nelle sette zone del mercato elettrico nazionale.

Figura 4.8 Bilancio economico della CER nelle zone del mercato elettrico nazionale a parità di taglia d’impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



Dal bilancio economico è possibile evincere che, per la CER progettata al raggiungimento dell’indice di autoconsumo virtuale sopra il 90%, valore che massimizza il ritorno economico dell’investimento iniziale, il 48% dei ricavi della comunità derivano dalla tariffa premio per l’energia condivisa, mentre il 52% sono frutto della vendita di energia prodotta e immessa in rete secondo le modalità del Ritiro Dedicato. Anche in questo caso è doveroso specificare che i risultati ottenuti derivano dall’ipotesi attuata di non considerare l’autoconsumo fisico della CER, che rappresenterebbe la voce più significativa nel bilancio economico della configurazione energetica per l’utente finale.

Nell’annesso C sono riportati i grafici relativi ai risultati ottenuti dal modello economico per zona di mercato elettrico nazionale, in cui sono rappresentati gli esiti dei piani economici/finanziari sviluppati nel modello.

CAPITOLO 5

Valutazione della risorsa eolica nelle configurazioni CER

In questo capitolo è presentato un caso studio di configurazione CER per la valutazione dell'installazione di un impianto eolico e di un impianto combinato fotovoltaico-eolico in comparazione con la generazione fotovoltaica.

La metodologia adottata è la stessa discussa nel capitolo 3 con l'aggiunta della risorsa eolica relativa alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Verrà analizzata la scelta territoriale del sito di installazione, la produzione da impianti FER, fotovoltaico ed eolico, e presentati i risultati ottenuti, in termini di prestazioni energetiche ed economiche, dal confronto tra l'impianto fotovoltaico, l'impianto eolico e l'impianto combinato fotovoltaico-eolico per una CER simulata tramite un modello aggregato bilanciata in modo ottimale come trattato nei capitoli precedenti.

La CER del presente caso studio sarà, quindi, costituita da 2 edifici scolastici, 25 uffici e 450 utenze residenziali, il cui carico elettrico orario è definito come descritto nei paragrafi 3.1.3.1 e 3.1.3.2, mentre la taglia dell'impianto di riferimento è fissata a 300 kWp, come discusso nel paragrafo 3.3.

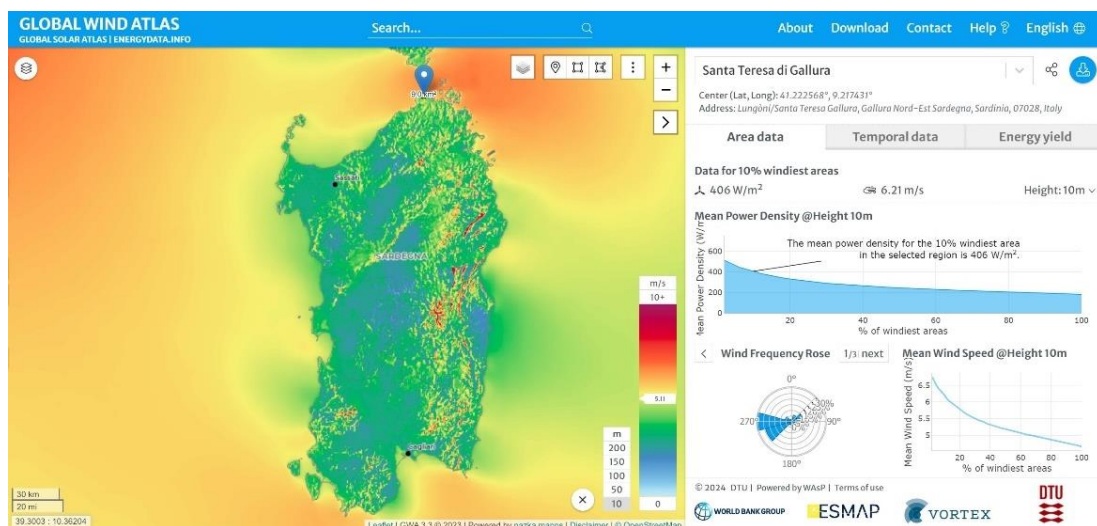
5.1 Scelta territoriale del sito di installazione

Per la valutazione della risorsa eolica relativa alla produzione di energia, la scelta territoriale del sito di installazione è di primario interesse. Infatti, è necessario sia presente un sufficiente livello di potenziale ventoso tale da generare, tramite un impianto eolico, la quota di energia elettrica desiderata. Inoltre, per le configurazioni CER, sono presenti ulteriori limitazioni territoriali dettate dalle direttive del decreto MASE, che stabilisce come perimetro massimo per l'erogazione della tariffa premio incentivante sull'energia condivisa l'area sottesa alla stessa cabina primaria.

Sulla base di queste considerazioni, si è scelto di impostare il presente caso studio nella provincia di Sassari, considerata come provincia di riferimento per la zona Sardegna del mercato elettrico nazionale, nel comune di Santa Teresa di Gallura.

In figura 5.1 è riportata la mappatura fornita da Global Wind Atlas [31] per l'area scelta in cui installare l'impianto eolico, in termini di velocità del vento media.

Figura 5.1 Mappatura dell'area scelta per l'installazione dell'impianto eolico del caso studio tramite il Global Wind Atlas (10 m)



L'atlante, inoltre, indica le specifiche tecniche riferite all'area selezionata. Per un'altezza pari a 10 m, è specificata la velocità media del vento, che risulta essere 6.21

m/s, la rosa di frequenza del vento e la densità di potenza media, che per il 10% di area maggiormente ventosa è pari a 406 W/m^2 .

In figura 5.2 è, inoltre, raffigurata l'area sottesa alla cabina primaria della località scelta tramite la mappa interattiva delle cabine primarie fornita dal GSE [32], al codice AC001E01693.

Figura 5.2 Cabina primaria scelta per il caso studio tramite la mappa interattiva del GSE



5.2 Producibilità degli impianti FER

Nel presente paragrafo è descritta la metodologia e i risultati ottenuti relativi alla produzione di energia elettrica dagli impianti FER considerati: impianto fotovoltaico, impianto eolico e impianto combinato fotovoltaico-eolico.

La taglia degli impianti in esame ai fini della valutazione degli indici di prestazione del caso studio presente è stata fissata ad un valore nominale pari a 300 kWp.

5.2.1 Impianto fotovoltaico

La metodologia adottata per la produzione di energia dall'impianto fotovoltaico segue quanto descritto nel paragrafo 3.1.1, tramite l'utilizzo di PVGIS [22]. I dati di output del tool, in riferimento alla località scelta e ad un modulo fotovoltaico di 1 kWp di potenza nominale, sono riportati nei grafici seguenti.

Figura 5.3 Produzione oraria di energia elettrica da un modulo fotovoltaico di 1 kWp relativo al caso studio in riferimento ad una giornata tipo

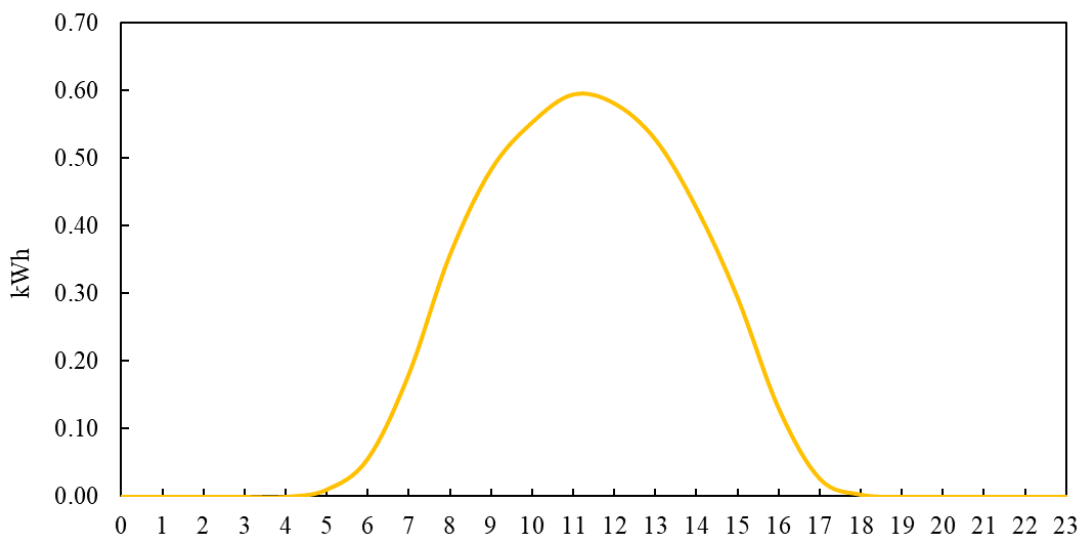
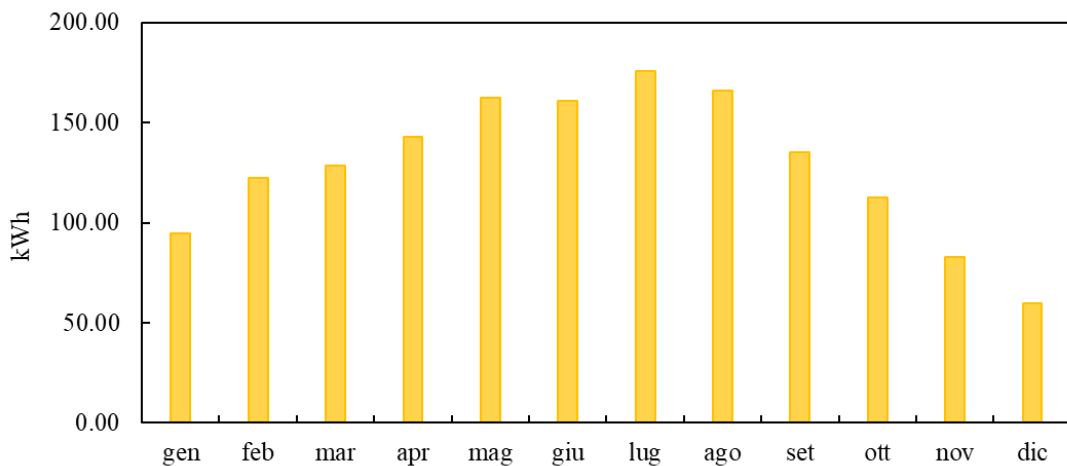


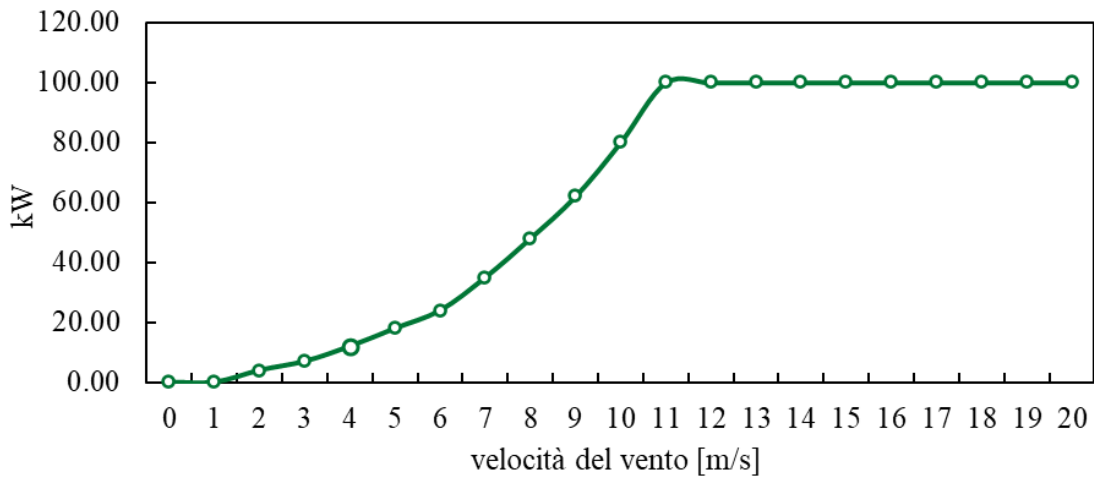
Figura 5.4 Produzione mensile di energia elettrica da un modulo fotovoltaico di 1 kWp relativo al caso studio



5.2.2 Impianto eolico

La produzione di energia elettrica dall'impianto eolico è stimata tramite il vettore di velocità del vento orario scaricato da PVGIS [22] riferito al 2020 a 10 metri di altezza e una curva di potenza di una turbina eolica con potenza nominale di 100 kW, riportata in figura 5.5.

Figura 5.5 Curva di potenza della turbina eolica da 100 kW di potenza nominale



Dalla combinazione dei dati relativi alla velocità del vento e dalla curva di potenza della turbina eolica, si ottiene il vettore orario di energia elettrica prodotta dal singolo aerogeneratore, il cui valore annuale nell'anno di riferimento è pari a 221.63 MWh. Vengono di seguito riportate le curve di produzione oraria e mensile.

Figura 5.6 Produzione oraria di energia elettrica da una turbina eolica di 100 kW relativo al caso studio in riferimento ad una giornata tipo

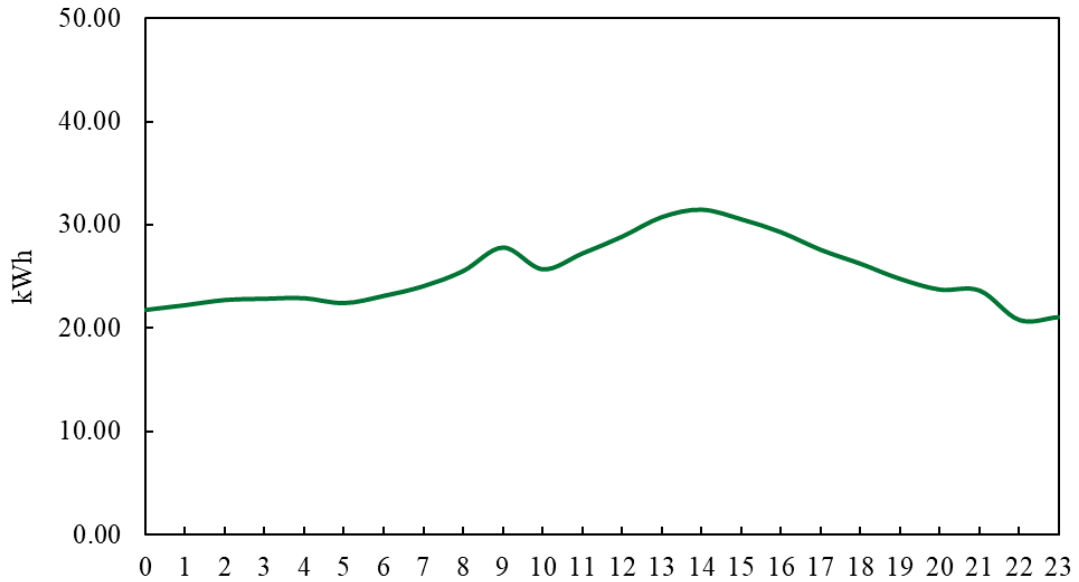
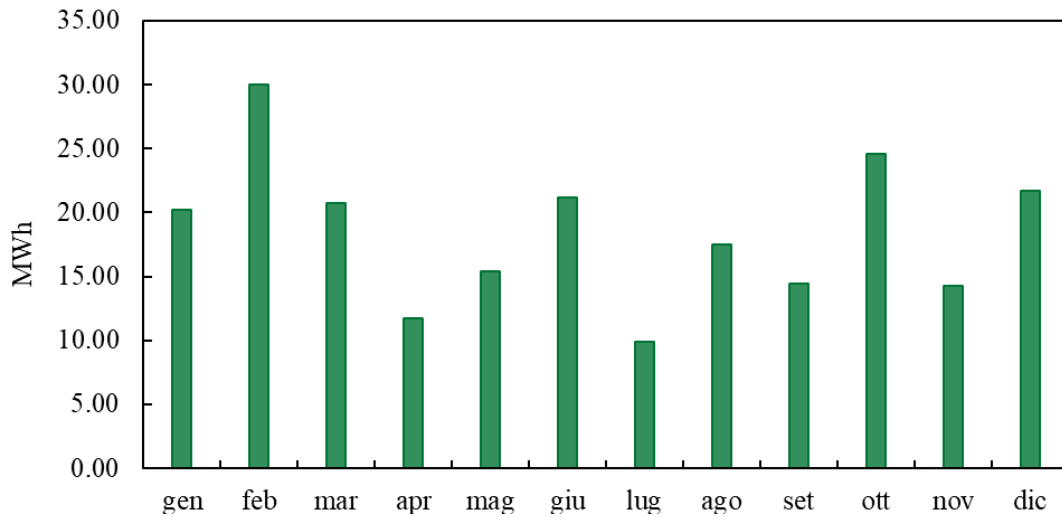


Figura 5.7 Produzione mensile di energia elettrica da una turbina eolica di 100 kW relativo al caso studio



Sono, inoltre, riportate le curve di distribuzione oraria della risorsa eolica combinata alla distribuzione di Weibull e di distribuzione della produzione di energia eolica rispetto alla velocità del vento.

Figura 5.8 Curva di distribuzione oraria della risorsa eolica combinata alla distribuzione di Weibull

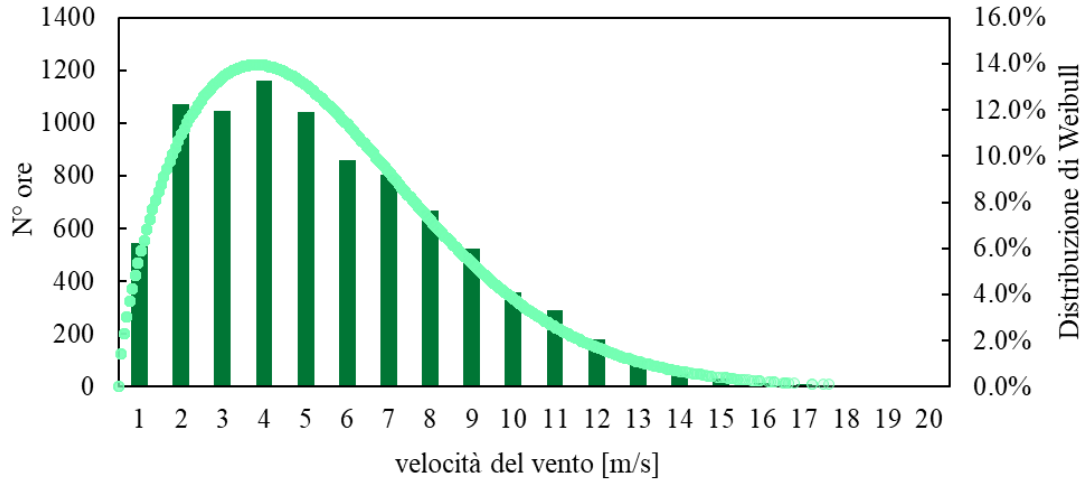
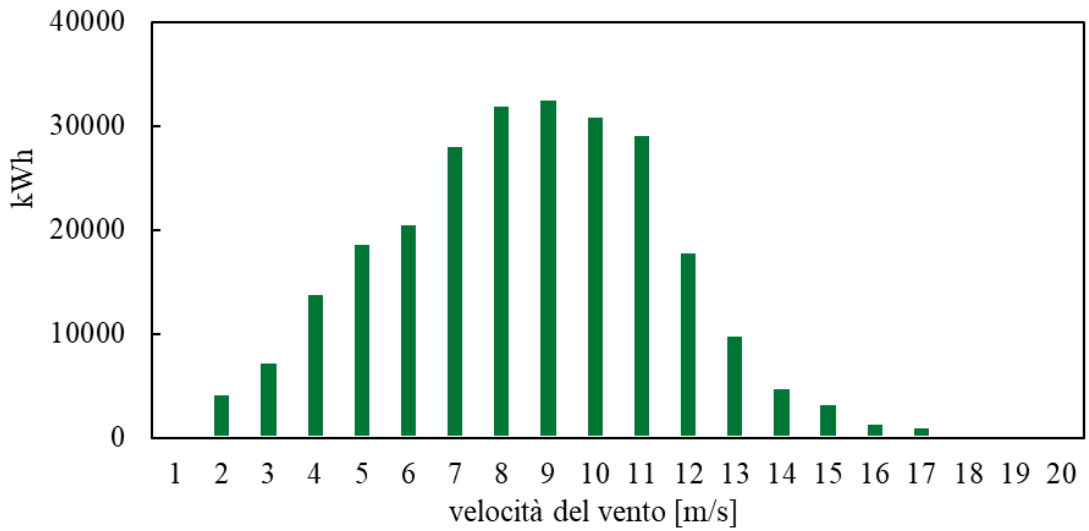


Figura 5.9 Curva di distribuzione della produzione di energia eolica rispetto alla velocità del vento



5.3 Risultati ottenuti

Nel presente paragrafo sono riportati i risultati, in termini di indicatori di prestazione energetica ed economica, ottenuti dall'analisi svolta sul caso studio in esame.

Sono messe a confronto le curve orarie e mensili relative alla quota di energia condivisa all'interno della CER nel caso in cui venga installato un impianto di 300 kWp fotovoltaico (300 moduli fotovoltaici da 1 kWp di potenza nominale), un impianto di 300 kWp eolico (3 turbine eoliche da 100 kWp di potenza nominale) ed un impianto di 300 kWp combinato fotovoltaico-eolico (100 moduli fotovoltaici da 1 kWp di potenza nominale e 2 turbine eoliche da 100 kWp di potenza nominale).

Di seguito vengono riportate le curve relative all'energia condivisa all'interno della CER per una giornata tipo e le quote cumulate mensili per i tre scenari di impianto FER.

Figura 5.10 Curva oraria di energia condivisa all'interno della CER del caso studio in riferimento ad una giornata tipo a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

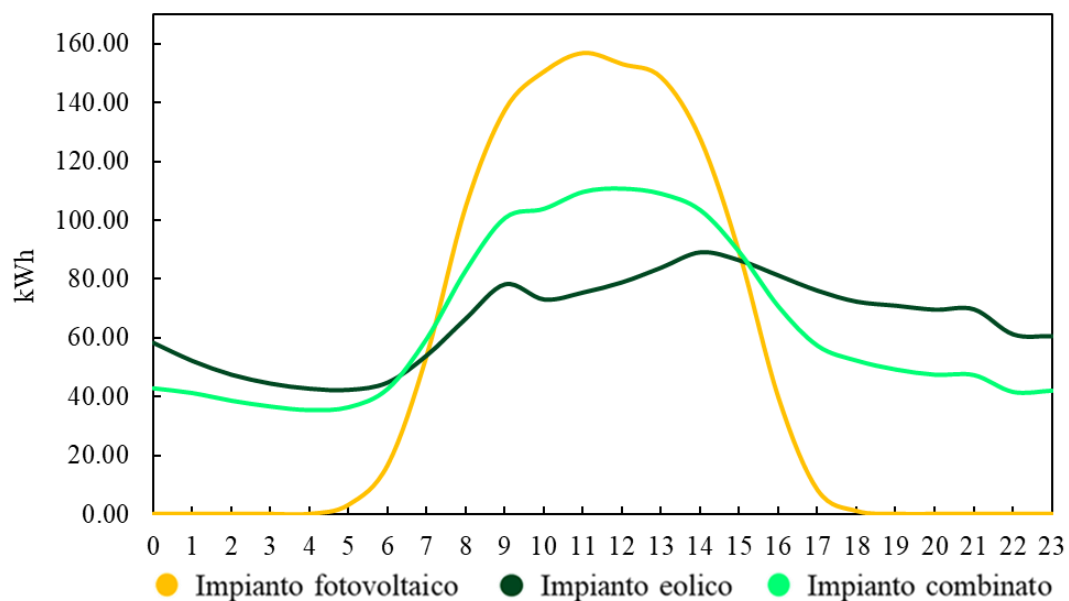
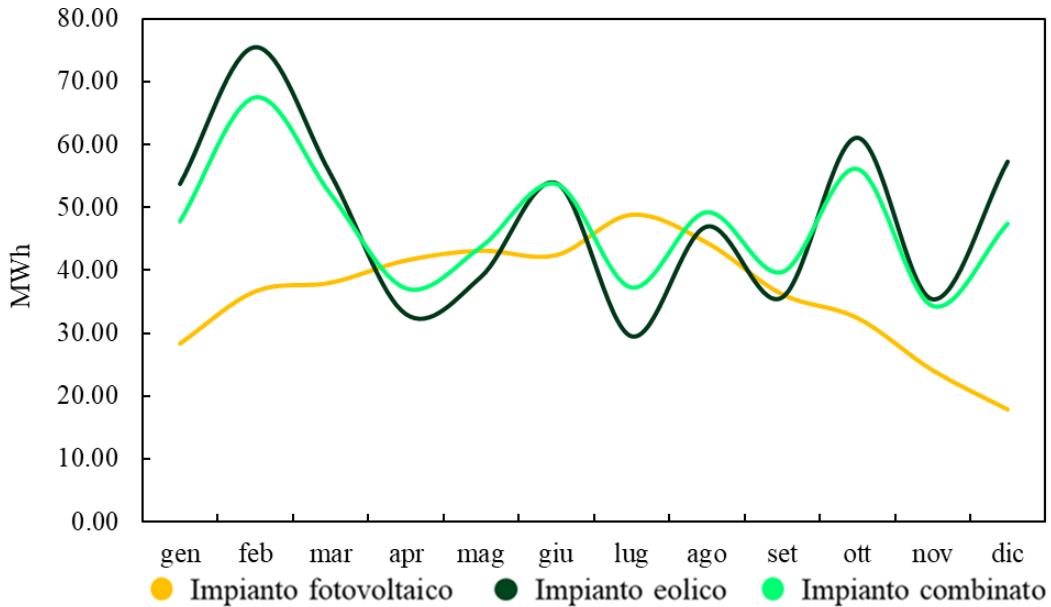


Figura 5.11 Curva cumulata mensile di energia condivisa all'interno della CER del caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



Come si può osservare dai grafici rappresentati, la distribuzione di energia condivisa all'interno della CER in cui sia installato un impianto fotovoltaico è, in una giornata tipo, maggiore nelle ore centrali della giornata rispetto agli altri due scenari ma nullo nelle ore serali, seguendo la curva relativa alla radiazione solare. Le distribuzioni di energia condivisa relative all'installazione di un impianto eolico e di un impianto combinato, d'altra parte, non risultano mai essere nulle, garantendo, in qualsiasi ora, una copertura del carico elettrico delle utenze coinvolte all'interno della CER.

Dalla curva di distribuzione mensile, si può constatare che l'energia condivisa all'interno della CER da impianti di produzione che sfruttano la risorsa eolica è di gran lunga maggiore nei mesi invernali, seppur con oscillazioni mensili, rispetto alla generazione solare, ed inferiore solo nei mesi di aprile e luglio.

La percentuale di energia condivisa rispetto all'energia prodotta e immessa in rete risulta essere pari al 94% nel caso in cui venga installato l'impianto fotovoltaico, pari all'87% nello scenario in cui è installato l'impianto eolico e raggiunge un valore pari al 95% nello scenario in cui venga installato un impianto combinato fotovoltaico-eolico.

In figura 5.12 e 5.13 sono riportati, rispettivamente, gli indici di autosufficienza, calcolati in riferimento all'equazione 3.6, e di autoconsumo virtuale, valutati secondo l'equazione 3.7, nei tre scenari messi a confronto.

Figura 5.12 Indici di autosufficienza relativi al caso studio in riferimento alla tipologia di impianto installato a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

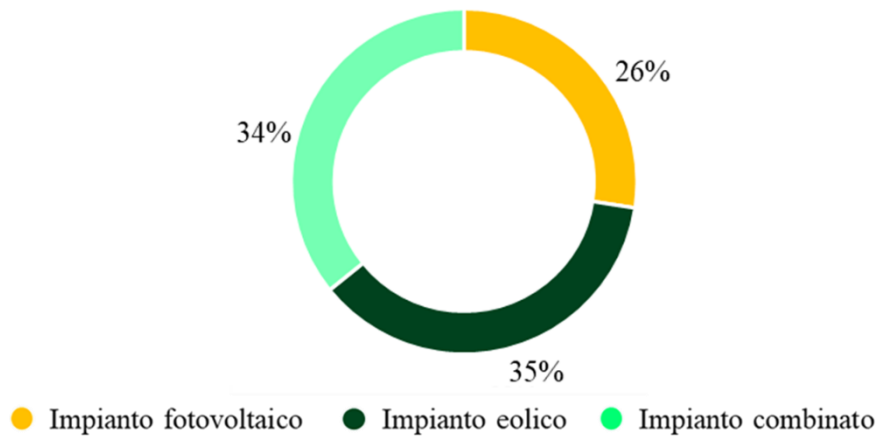
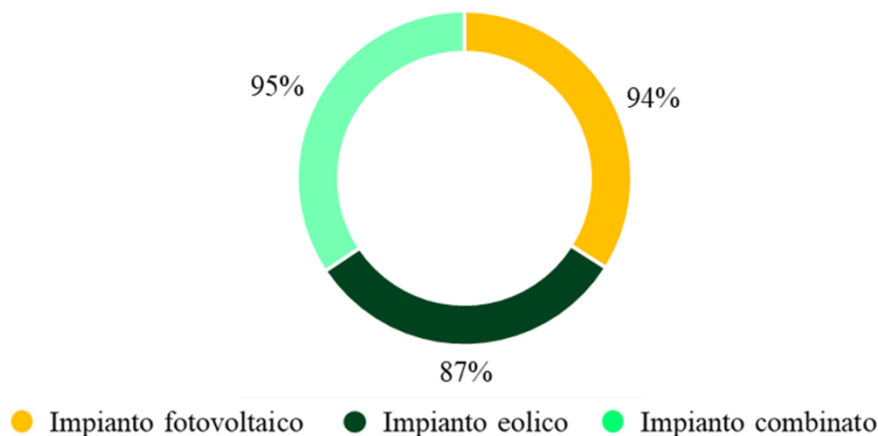


Figura 5.13 Indici di autoconsumo virtuale relativi al caso studio in riferimento alla tipologia di impianto installato a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



Dall'analisi energetica condotta sul caso studio in esame si può notare che l'indice di autoconsumo virtuale è maggiore negli scenari in cui è installato l'impianto fotovoltaico e l'impianto combinato, mentre nel caso in cui viene installato l'impianto eolico la percentuale di energia condivisa è minore di circa il 10%. Mentre, in termini

di autosufficienza, i risultati indicano un valore maggiormente elevato per lo scenario che prevede l'installazione dell'impianto eolico e quello relativo all'installazione dell'impianto combinato di circa il 10% rispetto al caso di produzione di energia da parte di un impianto fotovoltaico.

Questi risultati sono stati ottenuti considerando la stessa taglia per tutti e tre gli scenari di produzione. Per ottenere valori pressoché simili di autoconsumo virtuale sarebbe sufficiente installare un impianto eolico di 200 kWp, mantenendo costante la composizione della CER in termini di utenze aggregate, ottenendo così una percentuale di energia condivisa all'interno della CER pari al 95%.

Per la valutazione del piano economico/finanziario relativo ai tre scenari di produzione sono stati considerati gli stessi dati di input descritti nel modello economico nel paragrafo 3.2.3. In particolare, come valore di riferimento relativo alla spesa capitale di installazione dell'impianto eolico e al costo operativo di manutenzione dello stesso, è stata considerata la relazione trimestrale Energia e Clima Q4/2022 del GSE [30] combinata con i dati forniti dal National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022 dell'IEA [29]. Il prezzo di installazione dell'impianto eolico risulta essere pari a 2 400 €/kW, mentre il costo operativo è pari ad un valore annuo di 45 €/kW.

I risultati ottenuti dall'analisi economica, in termini di tempo di ritorno dell'investimento iniziale, tasso interno di rendimento e valore attuale netto nei vent'anni di ricezione dell'incentivo della tariffa premio per l'energia condivisa, sono riportati nelle figure seguenti.

Figura 5.14 Tempo di ritorno dell'investimento relativo al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

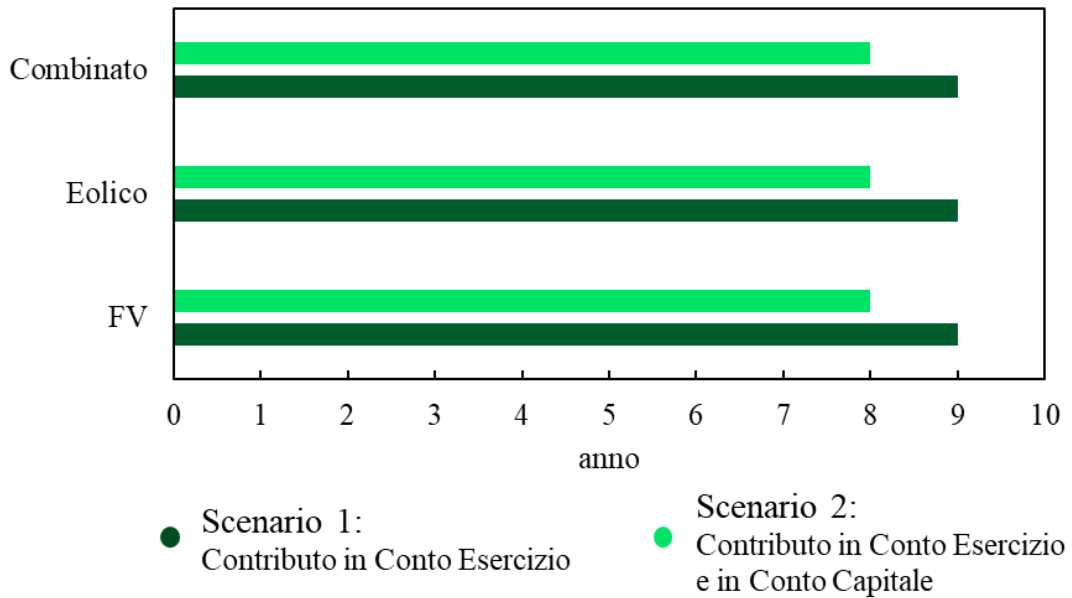


Figura 5.15 Tasso interno di rendimento relativo al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

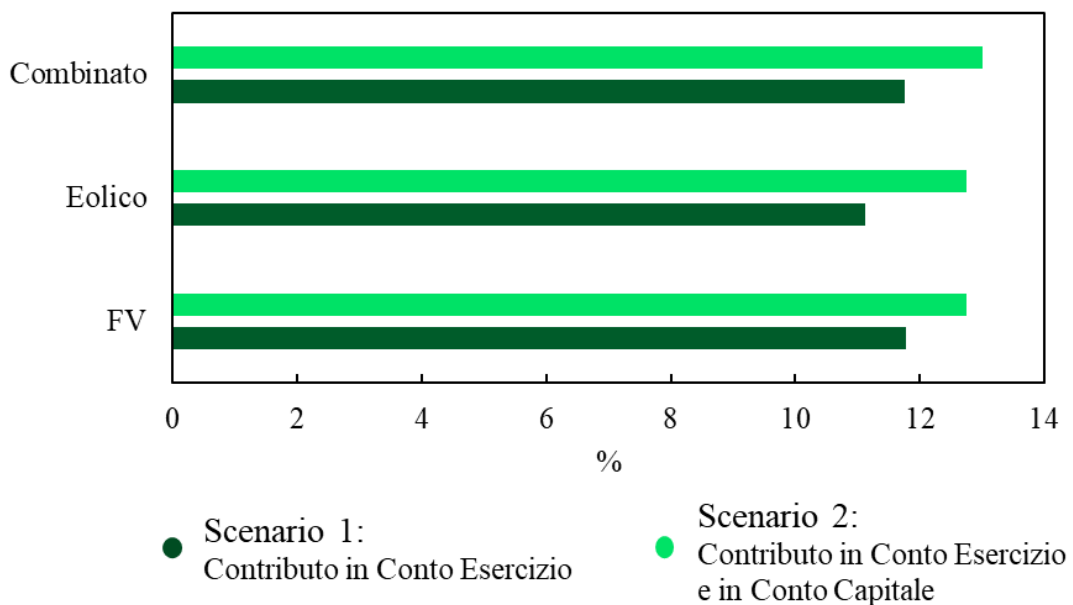
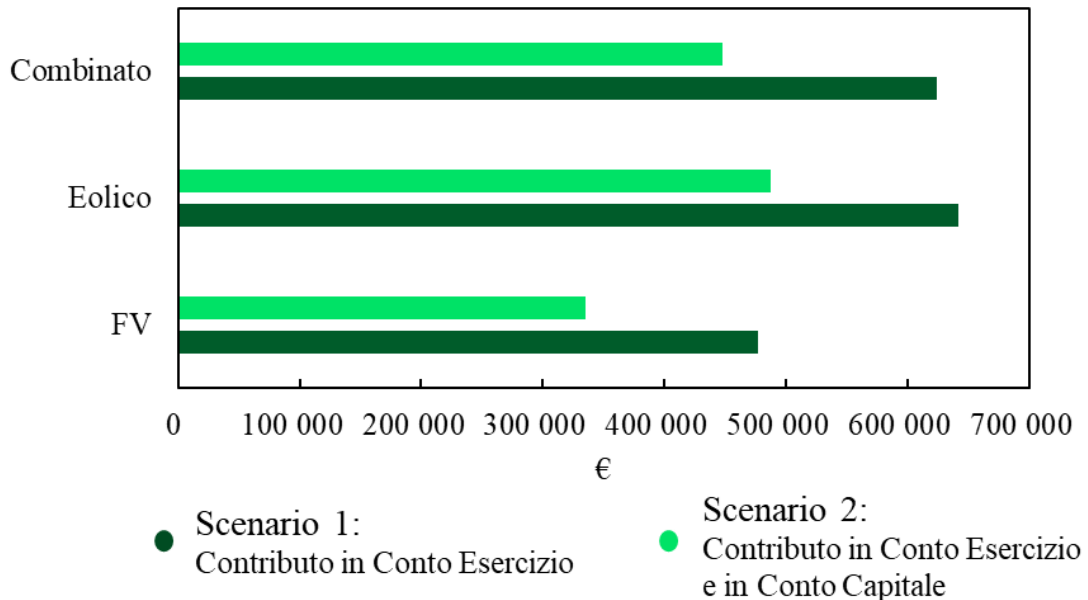


Figura 5.16 Valore attuale netto a 20 anni di TPI relativo al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri



Dai risultati ottenuti dall'analisi economica relativa al caso studio in esame, si evince che i tempi di ritorno dell'investimento iniziale e i tassi interni di rendimento sono simili nei tre scenari implementati. Come già discusso in precedenza, i due indici prestazionali sono più favorevoli nel caso in cui la CER benefici del contributo a fondo perduto previsto dal decreto MASE che usufruisce dei fondi messi a disposizione dall'investimento 1.2 Missione 2 Componente 2 del PNRR. La differenza significativa nei risultati del modello economico è visibile nel parametro relativo al valore attuale netto a vent'anni dall'ottenimento della tariffa premio incentivante per l'energia condivisa, che risulta essere più elevato nello scenario in cui viene installato un impianto di produzione eolico e un impianto combinato fotovoltaico-eolico rispetto ai risultati ottenuti relativi alla generazione fotovoltaica. Questo risultato è dovuto a costi capitali e costi operativi maggiori nel caso di installazione di impianti eolici, che generano una spesa iniziale maggiormente elevata ma anche una redditività più positiva negli anni successivi all'investimento.

Sono quindi riportati i principali output energetici ed economici in riferimento al primo anno di progetto e operazione della CER del caso studio analizzato.

Tabella 5.1 Parametri di output al primo anno di progetto del modello energetico ed economico relativi al caso studio a parità di taglia di impianto e composizione della CER in termini di utenti membri

Parametri di output	Impianto Fotovoltaico	Impianto Eolico	Impianto Combinato
Energia prodotta [MWh]	463	665	598
Energia condivisa [MWh]	434	581	566
TPI [€]	47 299	62 555	61 172
Vendita energia immessa [€]	48 855	73 588	65 343
CapEx [€]	511 750	751 750	671 750
OpEx [€]	22 045	31 945	31 145
Flusso di Cassa [€]	69 318	97 511	88 190

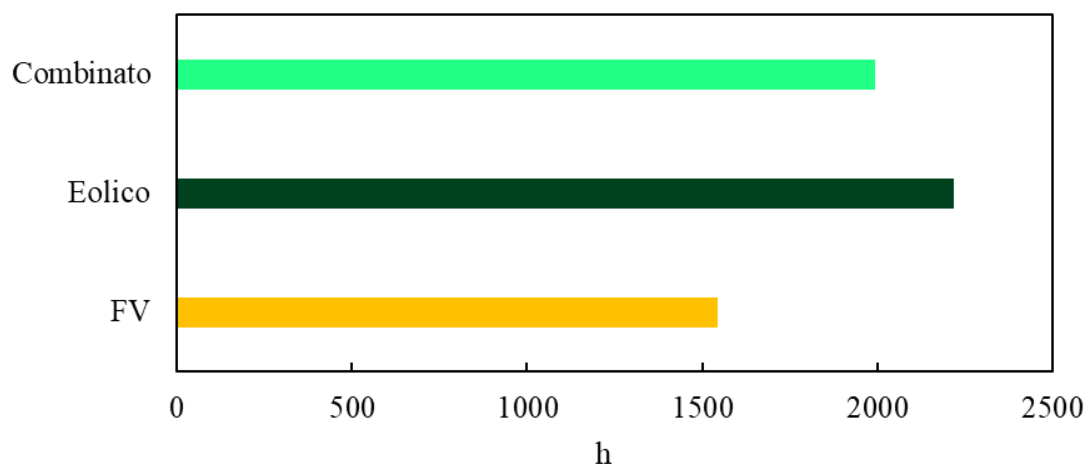
Verificato che l'installazione di un impianto eolico presenta indici di prestazione comparabili a quelli ottenuti con l'impianto fotovoltaico, quando installato in aree territoriali dotate di un adeguato potenziale ventoso, rimane da determinare la soglia di potenziale ventoso necessario per valutare la fattibilità dell'installazione dell'impianto eolico.

A questo scopo, sono state prese in considerazione le ore equivalenti di riferimento dei due impianti analizzati, fotovoltaico ed eolico, in modo tale da fornire un metodo standardizzato di confronto, in termini di prestazioni energetiche, di impianti con diverse capacità e condizioni operative. Le ore equivalenti di un impianto a fonti rinnovabili sono definite come il rapporto tra la produzione annuale effettiva di energia dell'impianto e la potenza nominale dello stesso, secondo l'equazione (5.1).

$$h_{eq} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} E_{generazione}(t)}{P_N} \quad (5.1)$$

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti dall'analisi.

Figura 5.17 Ore equivalenti degli impianti considerati nel caso studio



Sulla base delle valutazioni effettuate, si può concludere che l'installazione di un impianto eolico come impianto di produzione per le configurazioni CER presenta indici di prestazione competitivi rispetto alla generazione di energia da un impianto fotovoltaico nel caso in cui le ore equivalenti delle due tipologie impiantistiche risultino avere un rapporto pari a 1.44 e non siano ubicate in zone di mercato che godono della componente aggiuntiva della tariffa premio per l'energia condivisa relativa al livello di insolazione, di cui beneficiano esclusivamente gli impianti fotovoltaici.

Conclusioni

Le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile, ed in particolare gli schemi di Comunità di Energia Rinnovabile, si pongono al centro del percorso di transizione energetica che l'Europa e il nostro Paese si trovano ad affrontare. Le CER rappresentano un modello innovativo per la produzione, la distribuzione, il consumo, la condivisione e la vendita di energia proveniente da fonti rinnovabili a livello locale, con l'utente finale che viene posto al centro di questo nuovo paradigma energetico. Oltre che un forte impulso alla diffusione degli impianti FER di piccola e media taglia sul territorio nazionale, le CER permettono la riduzione delle perdite di trasporto/distribuzione dell'energia sulla rete elettrica ed una maggiore sincronia tra consumo e produzione. Con la pubblicazione delle Regole Operative del GSE, nel febbraio del 2024, si conclude l'iter normativo relativo alle configurazioni di autoconsumo in cui sono delineate le modalità incentivanti per l'energia condivisa all'interno degli schemi CER. Con il presente lavoro di tesi è proposto uno studio di fattibilità il cui obiettivo è l'analisi comparativa in termini di prestazioni, energetiche ed economiche, relative alle configurazioni CER nelle zone del mercato elettrico nazionale e la valutazione della risorsa FER installabile a livello locale. È, quindi, proposto un modello aggregato orario con produzione di energia da un impianto fotovoltaico, in cui, al variare della taglia, è individuato il numero di utenze residenziali tale da ottimizzare il bilanciamento della CER. Successivamente, a parità di taglia d'impianto e composizione della configurazione in termini di utenti membri, sono valutati i principali indicatori di prestazione nelle province rappresentanti le zone nazionali del mercato elettrico. È poi introdotta la risorsa eolica come tipologia di impianto FER in una cabina primaria con sufficiente potenziale ventoso e comparata alla generazione fotovoltaica tramite la valutazione delle ore equivalenti. I risultati ottenuti dal modello energetico mostrano condizioni maggiormente favorevoli nella

zona Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna rispetto che nella zona Nord, Centro Nord e Centro Sud, con una deviazione massima di quattro punti percentuali sull'energia condivisa all'interno della CER. Si tratta di una differenza pressoché minima: seppur la risorsa solare sia tipicamente maggiore nelle regioni del Sud Italia e nelle due isole, il carico elettrico, soprattutto nei mesi estivi, è maggiormente elevato rispetto alle regioni del Centro e del Nord Italia. In termini economici, gli indicatori di prestazione analizzati (PBT, TIR e VAN) risultano essere maggiormente favorevoli nelle regioni del Sud rispetto a quelle del Nord nonostante la tariffa correttiva dedicata all'energia condivisa all'interno della CER prodotta da impianti fotovoltaici. L'investimento iniziale viene recuperato un anno prima, circa un punto percentuale in modo più efficace, e il valore attuale netto al ventesimo anno di ottenimento della TPI risulta essere superiore. Fa eccezione la zona Sardegna, con tassi interni di rendimento minori e flussi di cassa meno favorevoli rispetto alle zone Sud, Calabria e Sicilia. In particolare, è verificato uno scarto medio del 9%, -14% e -23% tra le regioni del Nord e Centro Italia rispetto a quelle del Sud e delle isole relativo al PBT, TIR e VAN a vent'anni di ottenimento della TPI rispettivamente. Non si notano, invece, significative differenze in termini di scenario incentivante, in cui la CER beneficia esclusivamente della misura di contributo in conto esercizio o in cui è erogato il contributo in conto capitale con una decurtazione della TPI. Relativamente all'installazione della tipologia di impianto FER, si nota un'equivalenza, in termini prestazionali, per un valore minimo del rapporto tra le ore equivalenti di produzione di energia da un impianto eolico e la generazione da un impianto fotovoltaico pari a 1.44.

Possibili implementazioni future sono inerenti allo sviluppo di un modello non aggregato, con la valutazione di tutti i flussi energetici presenti all'interno della configurazione CER. Un modello, quindi, implementato su casi studio reali, localizzati nelle diverse zone geografiche nazionali, in cui sono definite le utenze aggregate e/o aggregabili alla CER e i rispettivi siti esatti d'installazione degli impianti FER. È, inoltre, d'interesse l'analisi di ripartizione dei proventi tra i membri o soci della CER, sulla base dei rispettivi flussi energetici e del ruolo svolto all'interno della comunità.

In conclusione, un dataset di dati di consumo maggiormente dettagliato e diversificato permetterebbe lo sviluppo di uno studio di fattibilità più sicuro e robusto, con maggiore informazione in termini di bilanciamento della CER.

Annesso A

Codice Matlab per l'analisi di sensibilità volta al bilanciamento ottimale della CER

```
clear all
close all
clc

set(0,'defaultlinewidth',1.5)

fileModello = 'C:\Users\Utente\Desktop\Tesi File\Codice matlab
sensitivity\sensitivity for matlab.xlsx';
sheetModello = 'Sheet1';
datiModello = xlsread(fileModello,sheetModello);

FV = datiModello(:,2);
scuola = datiModello(:,3);
ufficio = datiModello(:,4);
ristorante = datiModello(:,5);
magazzino = datiModello(:,6);
residenziale = datiModello(:,7);

filePUN = 'C:\Users\Utente\Desktop\Tesi File\Codice matlab sensitivity\PUN
for matlab.xlsx';
sheetPUN = 'Sheet1';
datiPUN = xlsread(filePUN,sheetPUN);

PUN = datiPUN(:,2);
CALA = datiPUN(:,3);
CNORD = datiPUN(:,4);
CSUD = datiPUN(:,5);
NORD = datiPUN(:,6);
SARD = datiPUN(:,7);
SICI = datiPUN(:,8);
SUD = datiPUN(:,9);

% definizione dei dati in input

utenti = 10:10:2000;
taglia = 100:100:1000;

j = 2;
```

```

k = 25;
z = 0;
w = 0;

% ciclo for per la variazione della taglia di impianto (t)
% ciclo for per la variazione del numero di utenti (i)

for t = 100:100:1000
valore_massimo = 0;
indice_massimo = 0;
for i = 10:10:2000

% definizione dei flussi energetici

consumo = j*scuola+k*ufficio+z*ristorante+w*magazzino+i*residenziale;
generazione = t*FV;
condivisa = min(generazione,consumo);
surplus = generazione-condivisa;
prelievo = consumo-condivisa;

% definizione dei KPI energetici

IAC = sum(condivisa)/sum(generazione)*100;
IAS = sum(condivisa)/sum(consumo)*100;
IAC_matrice(i/10,t/100) = IAC;
IAS_matrice(i/10,t/100) = IAS;

% definizione dei flussi economici

% definizione della tariffa premio per l'energia condivisa

TPI = zeros(8760,1);
for TPIindex = 1:length(TPI)
if t < 200
    if (80+max(0,180-PUN(TPIindex))) >= 120
        TPI(TPIindex) = 120;
    else
        TPI(TPIindex) = (80+max(0,180-PUN(TPIindex)));
    end
elseif t >= 200 && t < 600
    if (70+max(0,180-PUN(TPIindex))) >= 110
        TPI(TPIindex) = 110;
    else
        TPI(TPIindex) = (70+max(0,180-PUN(TPIindex)));
    end
else
    if (60+max(0,180-PUN(TPIindex))) >= 100
        TPI(TPIindex) = 100;
    else
        TPI(TPIindex) = (60+max(0,180-PUN(TPIindex)));
    end
end
end

```

```

end
incentivo = TPI.*condivisa*10^-3;
vendita = generazione.*PUN*10^-3;
rimborso_oneri = condivisa*0.009;

% voci di costo in input

costoFV = 1600;
soggiuridico = 5000;
misuratori = 50*(i+j+k+z+w);
piattaformadiginvestimento = 2900;
% CapEx
CapEx = costoFV.*t+soggiuridico+misuratori+piattaformadiginvestimento;

manutenzioneFV = 0.20*t;
assicurazioneFV = 0.01*CapEx;
gestionefiscalita = 3200;
assistenza_gestionemembri = 5.76*0.1*(i+j+k+z+w);
piattaformadig = 10*(i+j+k+z+w);
energymanager = 3000;
% OpEx
OpEx =
manutenzioneFV+assicurazioneFV+gestionefiscalita+assistenza_gestionemembri
+piattaformadig+energymanager;

% definizione dei KPI economici

ricavi = (sum(incentivo)+sum(vendita)+sum(rimborso_oneri)-OpEx);
ritorno = ricavi./CapEx*100;
profittoprocapite = ricavi./(i+j+k+z+w);

ritorno_matrice(i/10,t/100) = ritorno;
profittoprocapite_matrice(i/10,t/100) = profittoprocapite;

% bilanciamento ottimale della CER in termini di utenti aggregati [POD]

obj = ritorno;
if obj >= valore_massimo
valore_massimo = obj;
indice_massimo = i;
PODott(t/100) = indice_massimo;
IACott(t/100) = IAC;
IASott(t/100) = IAS;
end
end
end

coeff_lineare = mean(gradient(PODott,taglia));

disp('Numero ottimale di POD:')
disp(PODott)

```

```
disp('Indice di Autoconsumo Virtuale ottimale:')
disp(IACott)
disp('Indice di Autosufficienza ottimale:')
disp(IASott)

disp('Indice di Autoconsumo Virtuale ottimale medio:')
disp(mean(IACott))
disp('Indice di Autosufficienza ottimale medio:')
disp(mean(IASott))

disp('Variazione del numero di POD ottimale al avriare della taglia di
impianto FV:')
disp(coeff_lineare)

figure(1)
for t = 100:100:1000
plot(utenti,ritorno_matrice(:,t/100),'DisplayName',['Taglia impianto FV
[kWp]: ',num2str(t)])
hold on
end
xlabel('Numero di utenti aggregati [POD]')
ylabel('Ritorno investimento [%]')
legend('show','Location','southwest')
```

Annesso B

Risultati ottenuti dal modello energetico per zona di mercato elettrico nazionale

Figura Annesso B 1 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Nord

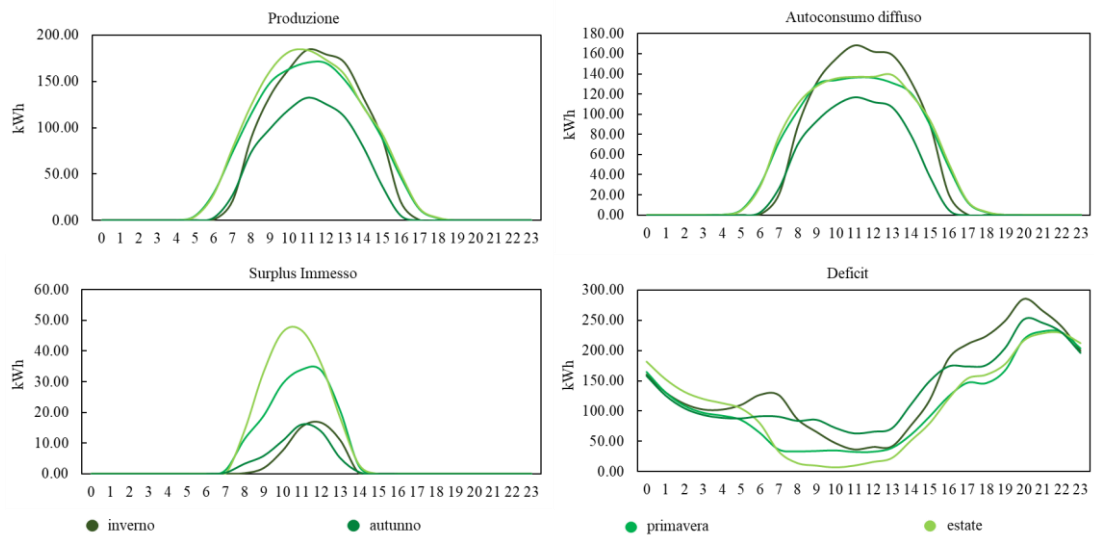


Figura Annesso B 2 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Centro Nord

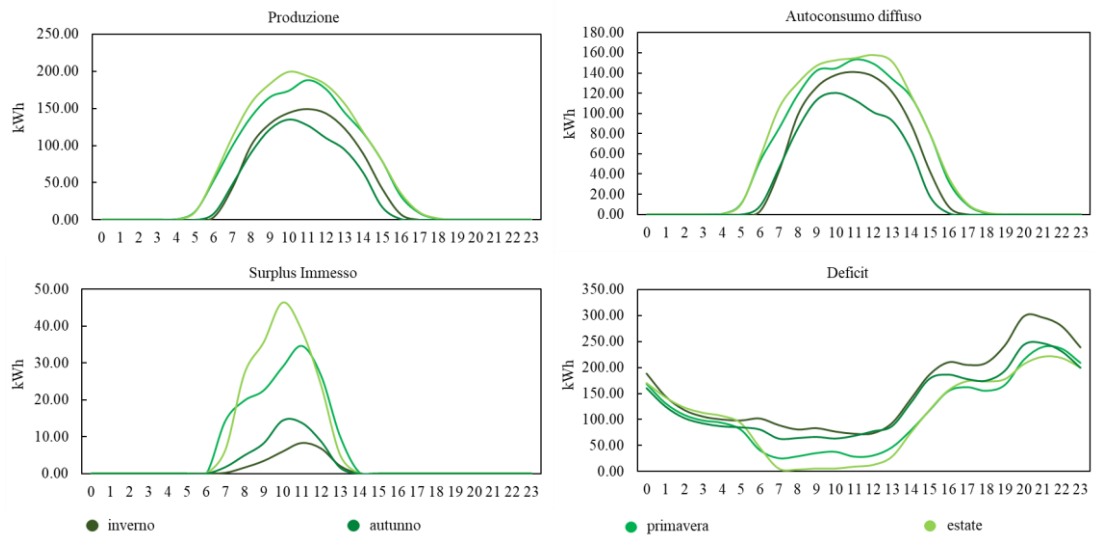


Figura Annexo B 3 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Centro Sud

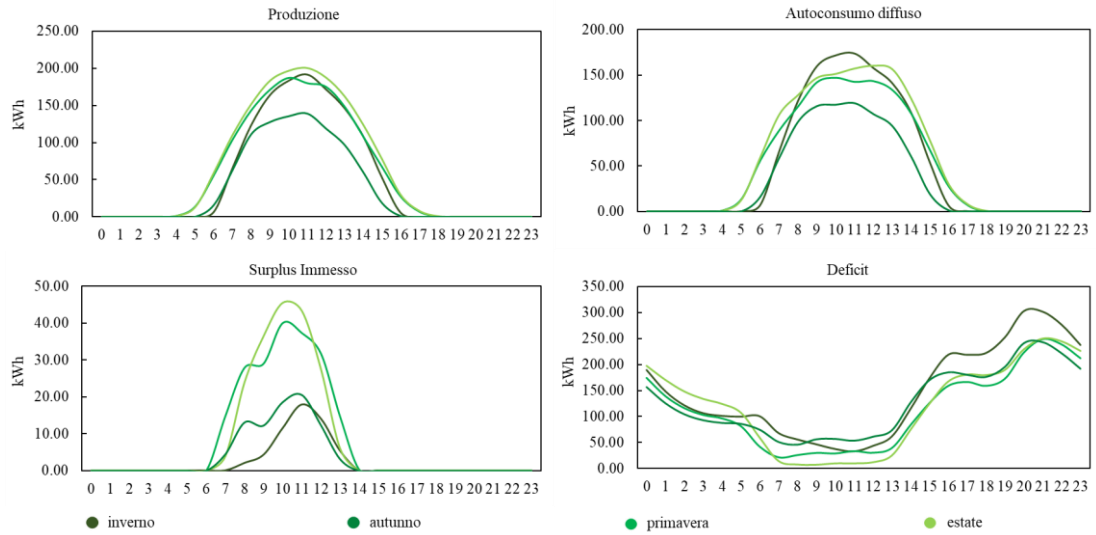


Figura Annexo B 4 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Sud

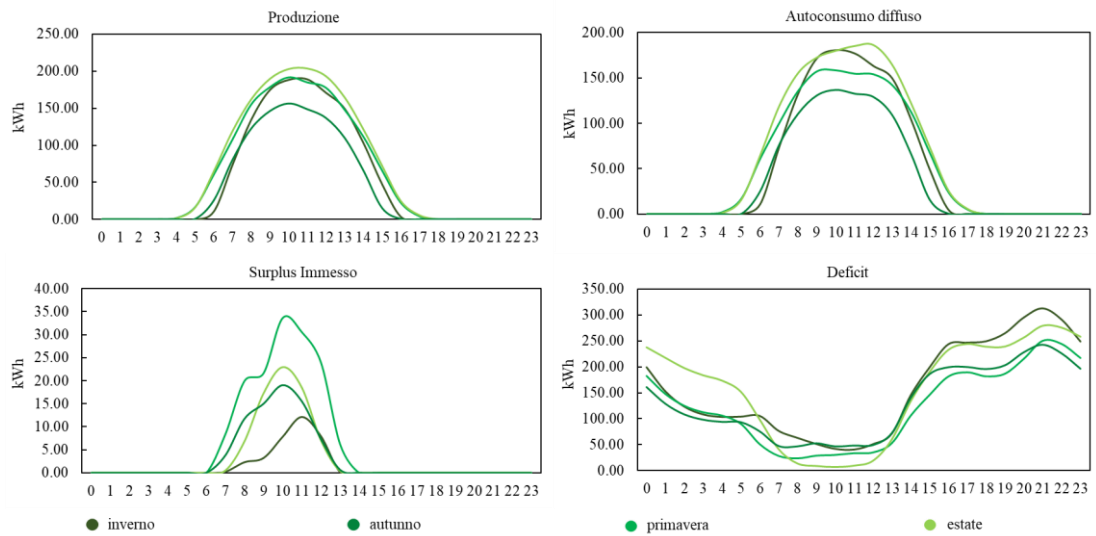


Figura Annexo B 5 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Calabria

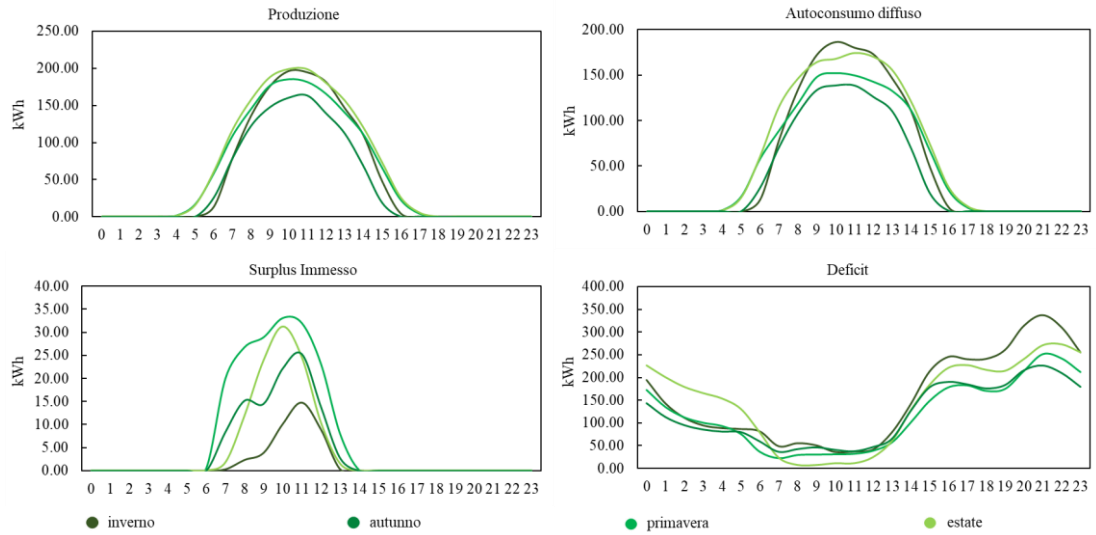


Figura Annexo B 6 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Sardegna

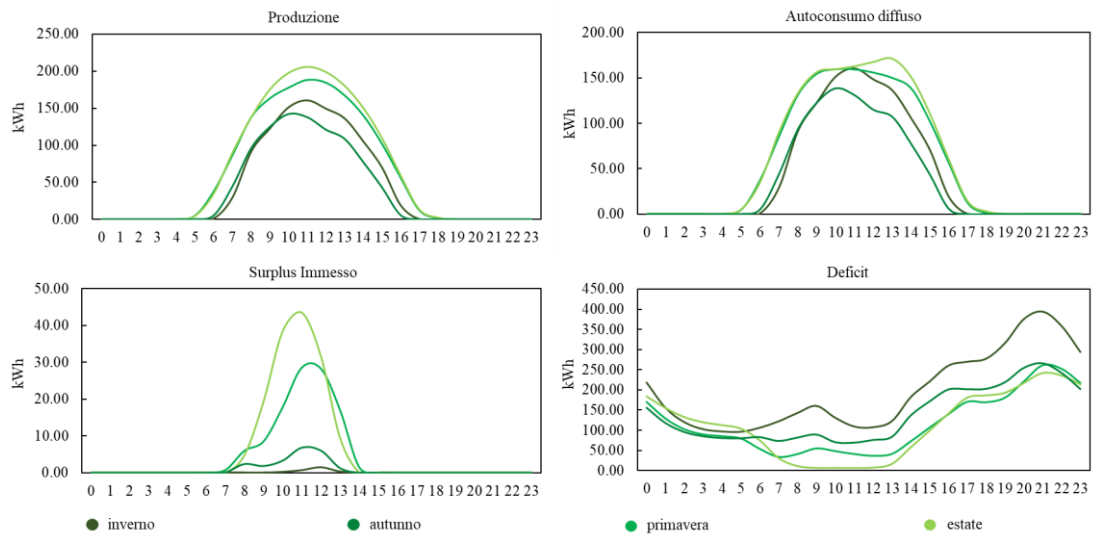
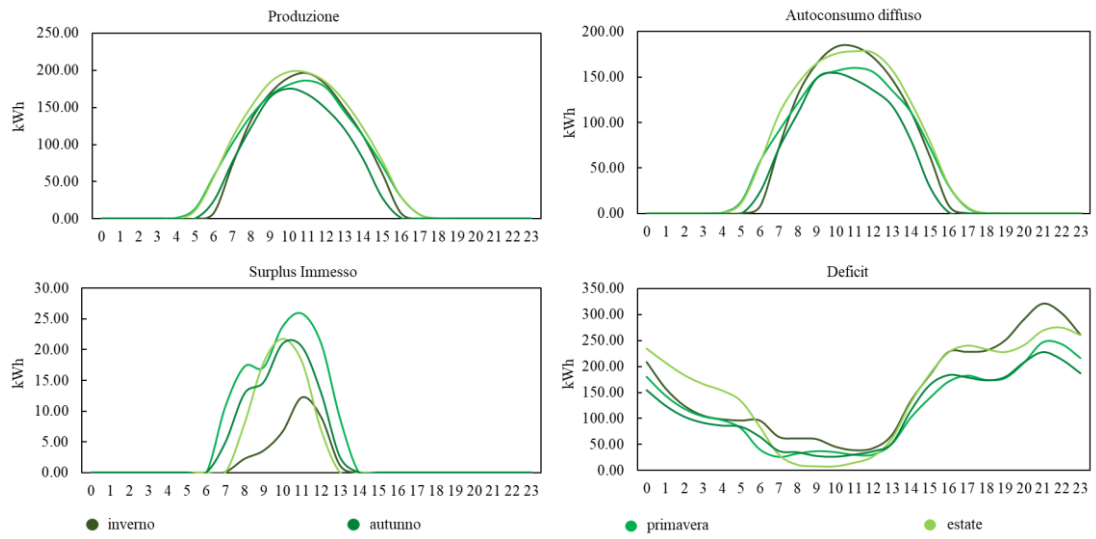


Figura Allegato B 7 Risultati ottenuti dal modello energetico riferiti alla zona Sicilia



Annexo C

Risultati ottenuti dal modello economico per zona di mercato elettrico nazionale

Figura Annexo C 1 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Nord

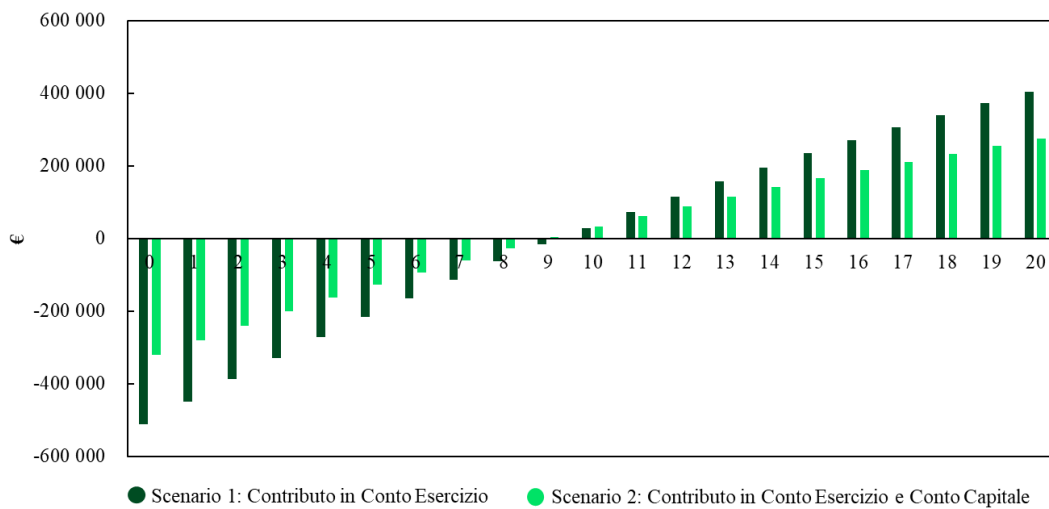


Figura Annexo C 2 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Centro Nord

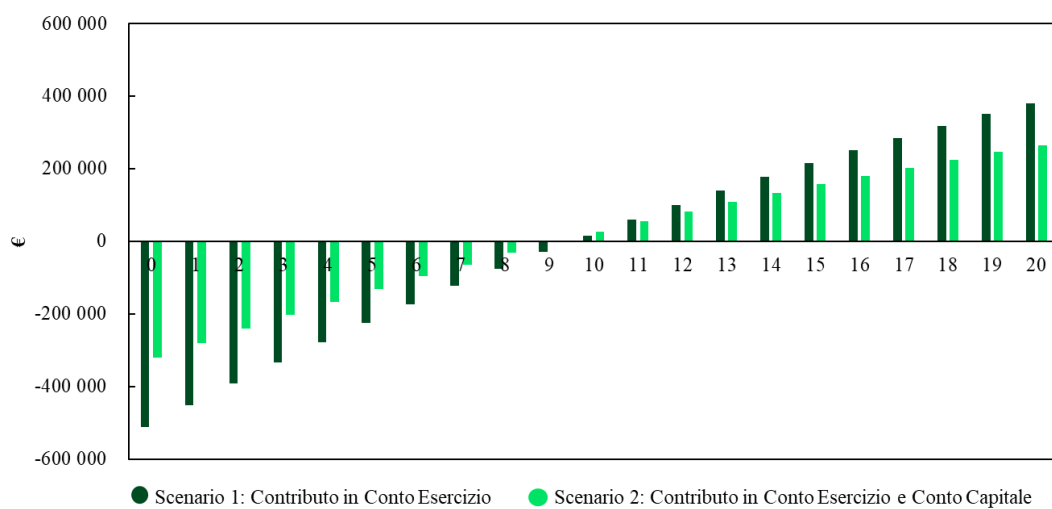


Figura Annexo C 3 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Centro Sud

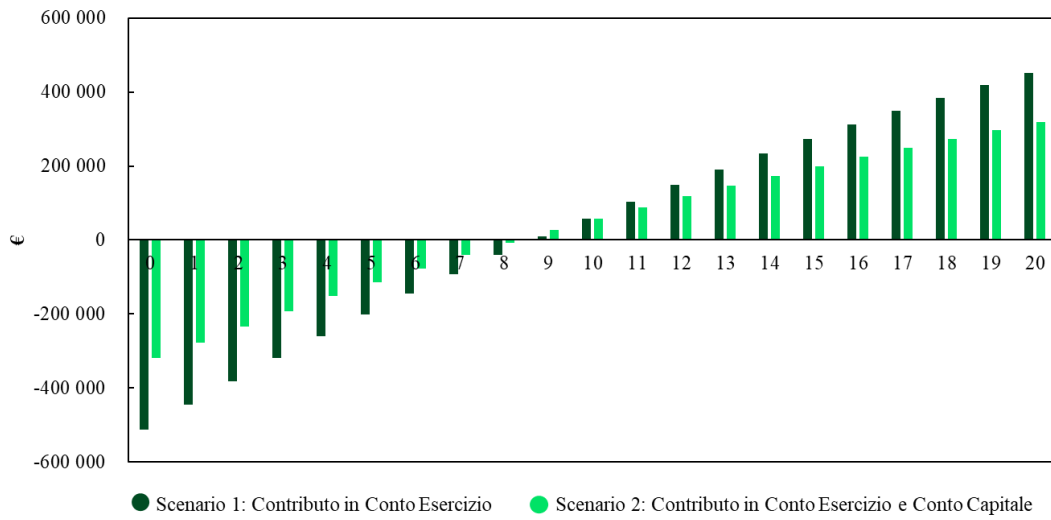


Figura Annexo C 4 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Sud

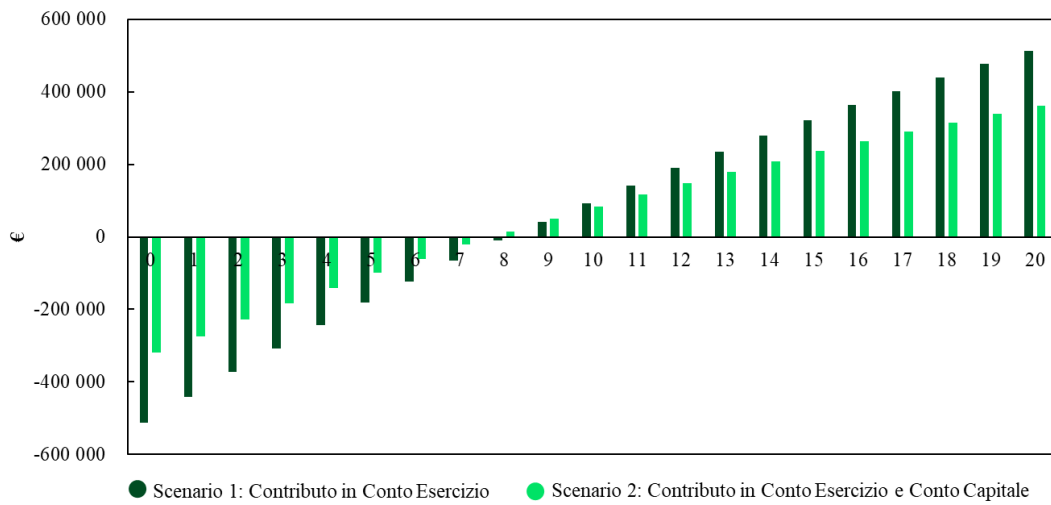


Figura Annexo C 5 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Calabria

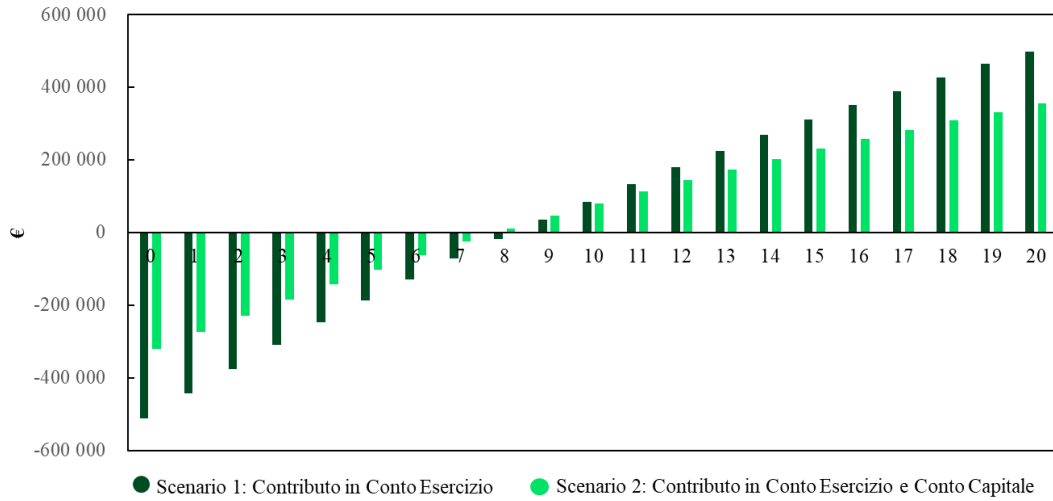


Figura Annexo C 6 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Sardegna

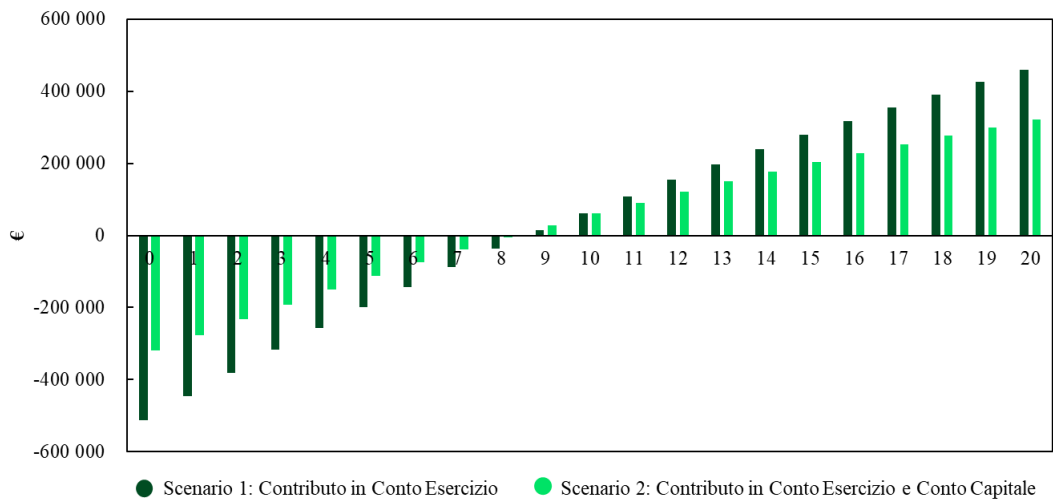
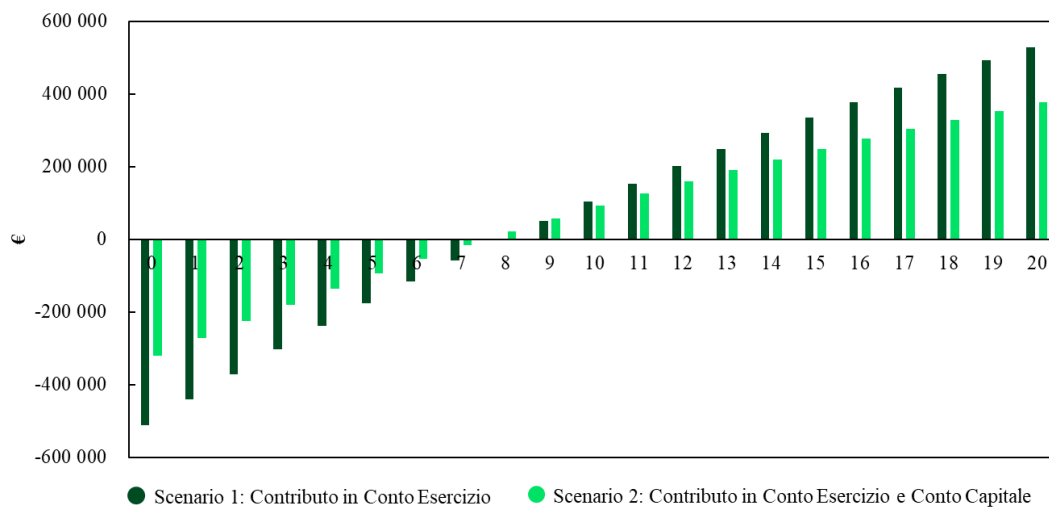


Figura Annexo C 7 Risultati ottenuti dal modello economico riferiti alla zona Sicilia



Bibliografia

- [1] Commissione Europea, *Clean Energy for All European Package*, 2019.
- [2] Commissione Europea, *REPowerEU. Energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili per l'Europa*, 2022.
- [3] Parlamento Europeo e Consiglio, *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, 2018.
- [4] Parlamento Europeo e Consiglio, *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 e che modifica la direttiva 2012/27/UE*, 2019.
- [5] M. Di Somma, C. Meloni e D. Gianluca, *Le Energy Community nel quadro delle politiche europee e nazionali per la transizione energetica*, ENEA, 2020.
- [6] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*, 2019.
- [7] Fondazione Compagnia di San Paolo, *Guida alle Comunità Energetiche Rinnovabili a impatto sociale*, 3 giugno 2023.
- [8] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), *Decreto Ministeriale n. 414 del 07 dicembre 2023*, 2024.

- [9] Commissione Europea, *Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea*, 2012.
- [10] Governo della Repubblica Italiana, *Decreto Legge 30 dicembre 2019 n. 162 coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020 n. 8 Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*, 2019.
- [11] Governo della Repubblica Italiana, *Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 199 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*, 2021.
- [12] Governo della Repubblica Italiana, *Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 210 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*, 2021.
- [13] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente per la regolazione dell'Autoconsumo Diffuso*, 2022.
- [14] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *Delibera 4 agosto 2020 318/2020/R/eel 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*, 2020.
- [15] Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), *Decreto Ministeriale 16 settembre 2020 Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione*

degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autocosumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, 2020.

- [16] Governo della Repubblica Italiana, *Delega al Governo per il recepimento delle direttive e l'attuazione degli altri atti dell'Unione europea*, 2021.
- [17] Governo della Repubblica Italiana, *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*, 2021.
- [18] Parlamento Europeo e del Consiglio, *Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) n. 410/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999*, 2021.
- [19] Istituto Nazionale di Statistica, «Rapporto sull'economia italiana,» ISTAT, [Online]. Available: <https://www.istat.it/>.
- [20] Microsoft Corporation, *Microsoft Excel*.
- [21] MathWorks, *MATLAB (R2023b)*.
- [22] Commissione Europea, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),» [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [23] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), «Dati e statistiche,» [Online]. Available: https://www.arera.it/it/dati/mr/mr_consumiele.htm#.
- [24] BSI Standard Publication, *EN 16798-1:2019 Energy performance of buildings*, 2019.

- [25] Gestore Servizi Energetici (GSE), «Ritiro Dedicato,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>.
- [26] Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), «Agenzia Entrate,» [Online]. Available: <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/imposta-sui-redditi-societa-ires>.
- [27] Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), «Agenzia Entrate,» [Online]. Available: https://www1.finanze.gov.it/finanze2/dipartimentopolitichefiscali/fiscalilocale/aliquoteirap/dettaglio_irap.php?id=1225®=13&anno=2023.
- [28] Gestore Mercati Energetici (GME), «Mercato elettrico,» [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/it/>.
- [29] International Energy Agency, *National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022*, 2022.
- [30] Gestore Servizi Energetici (GSE), *Energia e Clima in Italia Rapporto Trimestrale Q4/2022*, 2023.
- [31] Technical University of Denmark (DTU) and World Bank Group, «Global Wind Atlas,» [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/>.
- [32] Gestore Servizi Energetici, «Mappa interattiva delle cabine primarie,» [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>.
- [33] Gestore dei Mercati Energetici (GME), *Vademecum della borsa elettrica italiana*, 2012.

- [34] Governo della Repubblica Italiana, *Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, 2022.
- [35] Parlamento Europeo e del Consiglio, *Direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, 1996.
- [36] Parlamento Europeo e del Consiglio , *Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE*.
- [37] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), «Consumi Energia,» [Online]. Available:
<https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/it/homepage.page>.