

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria energetica e nucleare

Tesi Magistrale



***Eterogeneità Economica nelle Comunità Energetiche  
Rinnovabili: Confronto fra Macro-Meccanismi di  
Incentivazione in Europa***

*Analisi comparativa dei sistemi di incentivazione in Italia, Spagna, Olanda e Germania*

**Relatore: Matteo Bilardo**

Candidato:

Andrea Lenotti, S303187

**Anno 2024/25**



## Sommario

Lista Figure .....	3
Lista Tabelle .....	4
Abstract .....	5
Nomenclatura .....	7
1. Introduzione .....	9
1.1 Le comunità energetiche rinnovabili: definizione e rilevanza strategica .....	9
1.2 Le sfide ambientali e sociali del contesto contemporaneo .....	11
1.3 Il sistema energetico .....	14
1.4 Framework legislativo europeo .....	16
1.5 Eterogeneità nelle CER .....	17
1.6 Complessità del sistema e limiti della ricerca attuale .....	18
1.7 Gap di ricerca e contributo .....	19
1.8 Domande di ricerca .....	22
1.9 Conclusione .....	23
Struttura della tesi .....	25
2. Framework metodologico e disegno della ricerca: variabili incentivabili e meccanismi di supporto nazionali .....	27
2.1 I pilastri economici delle CER: framework M1-M2-M3 .....	27
2.2 Architetture di intermediazione economica: modelli individuali e collettivi .....	29
2.3 Italia: energia virtualmente condivisa virtualmente .....	31
2.4 Spagna: il modello di autoconsumo collettivo .....	35
2.5 Olanda: il sistema <i>SCE</i> .....	36
2.6 Germania: le <i>Bürgerenergiegesellschaft</i> .....	40
2.7 Confronti fra paesi europei .....	42
2.8 Framework metodologico e disegno della ricerca .....	43
2.9 Framework analitico: meccanismi di remunerazione .....	49
2.10 Conclusione .....	54
3. Applicazione del framework M1-M2-M3: disegno della ricerca e caso studio .....	55
3.1 Disegno della ricerca .....	56
3.2 Natura metodologica dello studio .....	59
3.3 Dataset OPSD .....	60

3.4	Caratterizzazione energetica degli scenari .....	63
3.5	Configurazione degli scenari .....	65
3.6	Limitazioni derivanti dall'applicazione dei contesti nazionali .....	69
3.7	Parametri applicativi nazionali .....	81
3.8	Conclusioni.....	83
4.	Risultati e analisi comparativa dei meccanismi nazionali .....	85
4.1	Struttura .....	85
4.2	PEG performance economica aggregata.....	86
4.3	Scomposizione del valore: analisi delle componenti M1-M2-M3 .....	89
4.4	Sensibilità compositiva dei meccanismi nazionali .....	95
4.5	Approfondimento: il caso olandese e l'effetto soglia .....	97
4.6	Sintesi comparativa .....	101
4.7	Discussione e conclusioni della ricerca .....	103
	Conclusioni finali.....	109
	Referenze .....	111

## Lista Figure

FIGURA 1 INFOGRAFICA DELLA DIPENDENZA EUROPEA DALLE POLITICHE RUSSE [1].....	10
FIGURA 2 QUOTA EMISSIONI GLOBALI DI GAS SERRA [2] .....	11
FIGURA 3 CONCENTRAZIONE MEDIA ANNUA DI CO <sub>2</sub> (PPM) NELL'ATMOSFERA - VARIAZIONE IN C° DELLA TEMPERATURA MEDIA ANNUA DELLA SUPERFICIE TERRESTRE [3] .....	12
FIGURA 4 IMPATTI REGIONALI DEL CAMBIAMENTO CLIMATICO IN EUROPA [5] .....	13
FIGURA 5 PRINCIPALI MINACCE GLOBALI [6]. .....	13
FIGURA 6 STRUTTURA TRADIZIONALE DEL SISTEMA ELETTRICO [9] .....	14
FIGURA 7 DUCK CURVE 2019 E PREVISIONI FUTURE 2030/2040– ENERGY SHIFTING [10] .....	15
FIGURA 8 DEFINIZIONI REC E CEC - QUADRI DI ABILITAZIONE E SCHEMI DI SUPPORTO [15] .....	21
FIGURA 9 PROGRESSO DELLA TRASPOSIZIONE NORMATIVA EUROPEA RED II [14].....	21
FIGURA 10 ARCHITETTURE DI INTERMEDIAZIONE ECONOMICA: CONFRONTO TRA MODELLO VIRTUALE E MODELLO FISICO NELLE CER .....	30
FIGURA 11 DISTRIBUZIONE INCENTIVE ITALIANO [21].....	33
FIGURA 12 SCHEMA ENERGETICO DELLE SINGOLE UTENZE .....	46
FIGURA 13 SCHEMA ENERGETICO DELL'INTERA COMUNITÀ .....	46
FIGURA 14 MAPPATURA COMPARATIVA DEI MACRO-MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE (M1-M2-M3) NEI SISTEMI NAZIONALI EUROPEI .....	50
FIGURA 15 SCENARIO BASELINE .....	58
FIGURA 16 SCENARIO 1, 2 E BASELINE .....	58
FIGURA 17 BOX PLOT PROFILO GIORNALIERO CONSUMO-PRODUZIONE DELL'UTENZA INDUSTRIALE (LUGLIO 2016) .....	64
FIGURA 18 BOX PLOT CONFRONTO AGGREGATO CONSUMI INDUSTRIALE E RESIDENZIALE (INTERO DATASET GIUGNO 2016 - FEBBRAIO 2017) .....	64
FIGURA 19 INCENTIVO CER 2021 - 2024 PER IMPIANTI DI PICCOLA SCALA [21] .....	72
FIGURA 20 CONFRONTO TRA LA REMUNERAZIONE TOTALE DEL REC (TIP + RID + INCENTIVI ARERA) [21] .....	73
FIGURA 21 MODELLO COOPERATIVO OLANDESE .....	76
FIGURA 22 STRUTTURA ECONOMICA DEL MODELLO OLANDESE .....	77
FIGURA 23 CRITERI DI CLASSIFICAZIONE NORMATIVA OLANDESE .....	79
FIGURA 24 OVERVIEW - PEG GENNAIO VS LUGLIO .....	86
FIGURA 25 PARAMETRO ECONOMICO GLOBALE (PEG) DEI MECCANISMI NAZIONALI NEL PERIODO INVERNALE (GENNAIO) ....	87
FIGURA 26 PARAMETRO ECONOMICO GLOBALE (PEG) DEI MECCANISMI NAZIONALI NEL PERIODO ESTIVO (LUGLIO) .....	87
FIGURA 27 OVERVIEW - COMPOSIZIONE PERCENTUALE M1-M2-M3 INVERNO .....	91
FIGURA 28 COMPOSIZIONE PERCENTUALE M1-M2-M3 INVERNALE (BASELINE – SCENARIO 1 -SCENARIO 2) .....	92
FIGURA 29 OVERVIEW - COMPOSIZIONE PERCENTUALE M1-M2-M3 ESTATE .....	93
FIGURA 30 COMPOSIZIONE PERCENTUALE M1-M2-M3 ESTATE (BASELINE – SCENARIO 1 - SCENARIO 2).....	93
FIGURA 31 COMPLESSIVO - PERFORMANCE CON VARIAZIONE PERCENTUALI .....	96
FIGURA 32 PERFORMANCE CON VARIAZIONE PERCENTUALI GENNAIO (SX) - LUGLIO (DX).....	97
FIGURA 33 OVERVIEW GRAFICA – EFFETTO SOGLIA OLANDESE.....	99
FIGURA 34 EFFETTO SOGLIA OLANDESE GENNAIO (SX) - LUGLIO (DX) .....	100

## **Lista Tabelle**

TABELLA 1 QUADRO NORMATIVO UNIFICATO PER LE CER.....	43
TABELLA 2 MATRICE DI COMPARABILITÀ FUNZIONALE DEI MECCANISMI NAZIONALI .....	52
TABELLA 3 SINTESI DEL CALCOLO DEI RICAVI PER PAESE .....	53
TABELLA 4 VINCOLI OPERATIVI E BOUNDARY CONDITIONS.....	53
TABELLA 5 QUADRO COMPARATIVO SINTETICO DEI 3 SCENARI DI ANALISI *LEGENDA: R = RESIDENZIALE, I = INDUSTRIALE ...	59
TABELLA 6 DESCRIZIONE DEL DATASET - CARATTERISTICHE TECNICHE [36]. .....	60
TABELLA 7 DESCRIZIONE DEL CARATTERISTICHE DELLO SCENARIO BASELINE *VALORI SULL'INTERO DATASET .....	66
TABELLA 8 CONFRONTO SENARIO 1 VS BASELINE *VALORI SULL'INTERO DATASET .....	67
TABELLA 9 CONFRONTO SENARIO 2 VS BASELINE *VALORI SULL'INTERO DATASET .....	69
TABELLA 10 VALORI ECONOMICI DELL'INCENTIVAZIONE TEDESCA .....	81
TABELLA 11 QUADRO NORMATIVO UNIFICATO DEI PARAMETRI ECONOMICI NAZIONALI PER CER (2024-2025).....	82
TABELLA 12 PROFILO ENERGETICO MENSILE (GENNAIO) IN FUNZIONE DEGLI SCENARI IPOTIZZATI .....	90
TABELLA 13 PROFILO ENERGETICO MENSILE (LUGLIO) IN FUNZIONE DEGLI SCENARI IPOTIZZATI .....	94
TABELLA 14 SENSIBILITÀ COMPOSITIVA DEI MECCANISMI NAZIONALI: VARIAZIONI DEL PEG IN RISPOSTA A TRASFORMAZIONI DELLA STRUTTURA COMUNITARIA (PERIODO ESTIVO) .....	97

## **Abstract**

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano uno strumento chiave per la transizione energetica europea, promuovendo la produzione, condivisione e consumo collaborativo di energia da fonti rinnovabili. Tuttavia, l'assenza di un quadro normativo europeo uniforme ha portato allo sviluppo di meccanismi nazionali di remunerazione significativamente differenti, con implicazioni rilevanti sulle performance economiche e sulla sostenibilità di queste comunità.

Questa tesi analizza e confronta i sistemi di incentivazione delle CER in quattro paesi maturi nella trasposizione normativa della direttiva europea *RED II* e sue integrazioni: Italia, Spagna, Olanda e Germania. La metodologia adottata distingue fra tre macro-componenti economiche: risparmio da autoconsumo individuale (*M1*), incentivo variabile sull'energia virtualmente condivisa (*M2*) e ricavo da esportazione (*M3*). Queste componenti vengono aggregate nel Parametro Economico Globale (PEG) per valutare la performance economica complessiva di ciascuna CER, analizzando l'impatto fra scenari diversi di una comunità Baseline, la differenziazione di applicazione nazionale e la stagionalità. L'analisi esamina l'insieme delle CER piuttosto che i singoli utenti.

L'analisi è condotta su dati reali monitorati la ricerca dimostra che non esiste un modello universalmente ottimale e che ciascun meccanismo presenta caratteristiche distintive e trade-off specifici tra incentivazione della condivisione comunitaria, stabilità economica e sensibilità alla composizione utenze nella CER.





## Nomenclatura

### Acronimi

<b>ARERA</b>	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
<b>AT/MT/BT</b>	Alta Tensione / Media Tensione / Bassa Tensione
<b>BA</b>	Basic Amount (Importo Base del sussidio olandese SCE) [€/MWh]
<b>CEC</b>	Comunità Energetiche di Cittadini
<b>CEP</b>	Clean Energy for all Europeans Package
<b>CER</b>	Comunità Energetiche Rinnovabili
<b>DSO</b>	Distribution System Operator (Gestore della Rete di Distribuzione)
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Legge tedesca sulle energie rinnovabili)
<b>FI</b>	Feed-in (Tariffa di immissione)
<b>FiT</b>	Feed-in Tariff (Tariffa di immissione garantita)
<b>FFI</b>	Full Feed-in (Tariffa di immissione totale)
<b>FFiT</b>	Full Feed-in Tariff (Tariffa di immissione totale maggiorata)
<b>GSE</b>	Gestore dei Servizi Energetici
<b>GVA</b>	Grootverbruikersaansluiting (connessione per grandi consumatori)
<b>IEMD</b>	Internal Electricity Market Directive (Direttiva sul Mercato Interno dell'Elettricità)
<b>KVA</b>	Kleinverbruikersaansluiting (connessione per piccoli consumatori)
<b>LBA</b>	Lower Basic Amount (Importo di Correzione del sussidio olandese SCE) [€/MWh]
<b>MASE</b>	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
<b>OPSD</b>	Open Power System Data (Dataset energetico open source)
<b>O&amp;M</b>	Operations & Maintenance (Gestione e Manutenzione)
<b>PMI</b>	Piccole e Medie Imprese
<b>PNIEC</b>	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
<b>PNRR</b>	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
<b>POD</b>	Point of Delivery (Punto di Prelievo)
<b>Pz</b>	Prezzo zonale orario dell'energia elettrica [€/MWh]
<b>RED I</b>	Renewable Energy Directive I (Direttiva UE 2009/28/CE)
<b>RED II</b>	Renewable Energy Directive II (Direttiva UE 2018/2001)
<b>RED III</b>	Renewable Energy Directive III (Direttiva UE 2023/2413)
<b>RID</b>	Ritiro Dedicato
<b>SCE</b>	Subsidieregeling Coöperatieve Energieopwekking (Sistema olandese di sussidi cooperativi)
<b>TEM</b>	Tenant Electricity Model (Modello tedesco per l'elettricità condominiale)
<b>TIP</b>	Tariffa Incentivante Premiale [€/MWh] (variabile in funzione di Pz)
<b>TRASE</b>	Tariffa di TRasmissione, Accesso al Sistema Elettrico [€/MWh]
<b>TSO</b>	Transmission System Operator (Gestore della Rete di Trasmissione)

### Nomenclatura dei flussi energetici

<b>E<sup>P</sup></b>	Energia Prodotta dagli impianti della CER
<b>E<sup>C</sup></b>	Energia Consumata dai membri della CER
<b>E<sup>AC</sup></b>	Energia Autoconsumata individualmente (dietro il contatore)
<b>E<sup>VC</sup></b>	Energia Virtualmente Condivisa a livello comunitario
<b>E<sup>EX</sup></b>	Energia Esportata
<b>E<sup>IM</sup></b>	Energia Importata dalla rete pubblica
<b>E<sup>I</sup></b>	Energia Totale Immessa dalla comunità
<b>E<sup>A</sup></b>	Energia Totale Assorbita dalla comunità
<b>E<sub>max</sub></b>	Energia massima annua incentivabile [MWh] (vincolo olandese: potenza × ore a pieno carico)

# Eterogeneità Economica nelle Comunità Energetiche Rinnovabili: Confronto fra Macro-Meccanismi di Remunerazione in Europa

## Variabili economiche

<b>M1 [euro]</b>	Risparmio economico da autoconsumo individuale
<b>M2 [euro]</b>	Incentivo variabile sull'energia virtualmente condivisa/prodotta
<b>M3 [euro]</b>	Ricavo dalla vendita dell'energia esportata
<b>PEG [euro]</b>	Parametro Economico Globale: $PEG = M1 + M2 + M3$
$\beta_i$	Coefficiente di ripartizione dell'energia (Spagna), con $\sum \beta_i = 1$
$T_{base}$	Tariffa base incentivante [€/MWh] (sistema italiano TIP)
$T_{max}$	Tariffa massima incentivante [€/MWh] (sistema italiano TIP)
<b>Costo retail</b>	Costo totale energia acquistata dalla rete [€/MWh]
<b>Prezzo wholesale</b>	Prezzo energia all'ingrosso [€/MWh]

## Pedici e simboli matematici

<b>TOT</b>	Somma aggregata di tutti i membri della comunità (es. $E_{TOT}^{EX}$ )
<b>min</b>	Valore minimo tra due o più grandezze
<b>max</b>	Valore massimo tra due o più grandezze
$\beta_i$	Coefficiente di ripartizione del membro $i$ -esimo (modello spagnolo)
$DEU_{FI}$	Riferito al modello tedesco <i>Feed-in</i>
$DEU_{FFI}$	Riferito al modello tedesco <i>Full Feed-in</i>
<b>i</b>	Indice generico del membro $i$ -esimo della comunità (da $i=1$ a $N$ )
<b>N</b>	Numero totale di membri della comunità
$\Sigma$	Sommatoria

## Terminologia tecnica

<b>Prosumer</b>	Membro della CER che è sia produttore che consumatore di energia
<b>Matching</b>	Contemporaneità temporale tra produzione e consumo energetico
<b>Curtailment</b>	Taglio forzato della produzione rinnovabile per esigenze di rete
<b>Peak shaving</b>	Riduzione dei picchi di domanda energetica
<b>Demand-side management</b>	Gestione attiva della domanda energetica
<b>Storage</b>	Sistema di accumulo energetico
<b>Baseline</b>	Scenario di riferimento utilizzato nelle simulazioni comparative

## Scenari di simulazione

<b>Baseline</b>	Configurazione 6 residenziali + 1 industriale
<b>Scenario 1</b>	Configurazione 6 residenziali (rimozione industria)
<b>Scenario 2</b>	Configurazione 12 residenziali + 1 industriale (espansione)

## Unità di misura

<b>kW</b>	Kilowatt (unità di potenza)
<b>kWh</b>	Kilowattora (unità di energia)
<b>MW</b>	Megawatt ( $10^3$ kW)
<b>MWh</b>	Megawattora ( $10^3$ kWh)
<b>kWp</b>	Kilowatt di picco (potenza nominale fotovoltaica)
<b>MWp</b>	Megawatt di picco (potenza nominale fotovoltaica)
<b>€/MWh</b>	Unità di prezzo energetico
<b>ppm</b>	Parti per milione (concentrazione atmosferica CO <sub>2</sub> )

## 1. Introduzione

### 1.1 Le comunità energetiche rinnovabili: definizione e rilevanza strategica

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano un modello innovativo di organizzazione della produzione e del consumo energetico che sta ridefinendo il rapporto tra cittadini ed energia. Si tratta di associazioni che riuniscono cittadini, piccole e medie imprese, enti locali e altre realtà territoriali con l'obiettivo di produrre, condividere e utilizzare energia da fonti rinnovabili in modo collaborativo. A differenza dei tradizionali modelli di approvvigionamento energetico, le CER non si configurano come semplici aggregazioni di impianti di produzione, ma come veri e propri ecosistemi energetici locali caratterizzati da una forte dimensione comunitaria e territoriale.

Quattro elementi fondamentali definiscono l'identità delle CER e le distinguono da altre forme di produzione energetica distribuita. Il primo elemento è la **condivisione energetica**, che va oltre il semplice autoconsumo individuale per creare un sistema di utilizzo collettivo dell'energia prodotta localmente. Questo modello permette ai membri della comunità di beneficiare non solo dell'energia prodotta dai propri impianti, ma anche di quella generata dagli altri partecipanti, creando un sistema di solidarietà energetica. Il secondo elemento cardine è la **prossimità territoriale**, principio che vincola la comunità a un'area geografica definita, tipicamente corrispondente a un comune o una zona delimitata. Questa vicinanza fisica non è solo un requisito tecnico legato alle caratteristiche della rete elettrica, ma rappresenta un elemento costitutivo dell'identità comunitaria, facilitando la creazione di legami sociali tra i partecipanti e rafforzando il senso di appartenenza territoriale.

Il terzo elemento distintivo è la **partecipazione democratica** alla governance della comunità. Le CER non sono organizzazioni guidate da logiche puramente commerciali o da investitori esterni, ma entità nelle quali tutti i membri hanno diritto di voce nelle decisioni strategiche, indipendentemente dalla quota di capitale detenuta o dall'ammontare dell'investimento effettuato. Questo modello di governance orizzontale garantisce che le scelte operative riflettano gli interessi collettivi della comunità piuttosto che obiettivi di massimizzazione del profitto individuale. Il quarto e ultimo elemento è la **finalità sociale e ambientale** che caratterizza l'operato delle CER, che orientano la loro azione verso il perseguimento di benefici collettivi che includono la diminuzione dei costi energetici per i membri vulnerabili, il miglioramento della qualità ambientale locale e il rafforzamento del tessuto sociale comunitario.

La rilevanza strategica delle CER nel contesto della transizione energetica europea risiede nella loro capacità di integrare molteplici dimensioni della sostenibilità. Dal punto di vista energetico, contribuiscono alla decarbonizzazione attraverso la produzione locale da fonti rinnovabili e riducono le perdite di trasmissione grazie alla prossimità tra produzione e consumo. Sul piano economico, permettono ai cittadini di trasformarsi da

consumatori passivi in produttori attivi, trattenendo sul territorio il valore economico generato dalla produzione energetica. Nella dimensione sociale, le CER creano nuove forme di aggregazione comunitaria attorno a progetti condivisi, con l'obiettivo di contrastare fenomeni di isolamento e frammentazione sociale.

Oggi l'energia si configura come un sistema complesso e interconnesso a livello globale. Le sfide ambientali contemporanee stanno spingendo verso una transizione dalle fonti fossili a quelle rinnovabili, processo che richiede non solo innovazioni tecnologiche ma anche un ripensamento sistemico dell'intero ecosistema energetico.

Gli ultimi cinque anni sono stati caratterizzati da una serie di eventi globali che stanno ridisegnando gli equilibri mondiali e modificando profondamente le dinamiche internazionali. La pandemia di COVID-19, esplosa nel 2020, ha rappresentato un punto di svolta che ha rivoluzionato le priorità politiche, economiche e sociali a livello globale. Questa crisi sanitaria ha costretto i governi a ripensare le proprie strategie, concentrando risorse e attenzione sulla gestione dell'emergenza.

Il conflitto russo-ucraino, iniziato nel 2022, ha scatenato una crisi di dimensioni globali che ha coinvolto aspetti economici, diplomatici e strategici. Questo evento ha costretto numerosi paesi a riconsiderare le proprie alleanze e dipendenze, evidenziando vulnerabilità sistemiche e accelerando processi di riorganizzazione geopolitica. Il conflitto ha dimostrato come la stabilità regionale possa avere ripercussioni immediate su scala mondiale. Come visibile in Figura 1 le principali fonti di approvvigionamento di gas dell'Europa provengono dalla Russia: si tratta di gasdotti che collegano direttamente il territorio russo ai paesi europei.



Figura 1 Infografica della dipendenza europea dalle politiche russe [1]

## 1.2 Le sfide ambientali e sociali del contesto contemporaneo

### 1.2.1 Cambiamento climatico

Il cambiamento climatico rappresenta una delle sfide più cruciali che l'umanità si trova ad affrontare. La rivoluzione industriale ha segnato l'inizio di un'era di progresso tecnologico senza precedenti, ma ha anche dato avvio a un processo di alterazione dell'equilibrio climatico.

Tuttavia, il cambiamento climatico non può essere considerato semplicemente come un problema locale con esternalità circoscritte. Si tratta invece di una sfida globale che trascende i confini nazionali e richiede una risposta collettiva e coordinata da parte di tutta l'umanità. Gli effetti delle emissioni di gas serra si diffondono nell'atmosfera terrestre senza rispettare frontiere politiche o geografiche, rendendo vano qualsiasi tentativo di risoluzione che non coinvolga la cooperazione internazionale.

L'attività umana, attraverso la combustione di combustibili fossili, la deforestazione e l'industrializzazione intensiva, ha causato un aumento significativo dei gas serra nell'atmosfera. Il settore energetico, in particolare, gioca un ruolo predominante in questa dinamica. L'anidride carbonica rilasciata si accumula nell'atmosfera, creando un effetto serra potenziato che intrappola il calore e causa un progressivo riscaldamento del pianeta.

La Figura 2 mostra come il settore energetico domini completamente il panorama delle emissioni, rappresentando ben il 73% del totale globale.

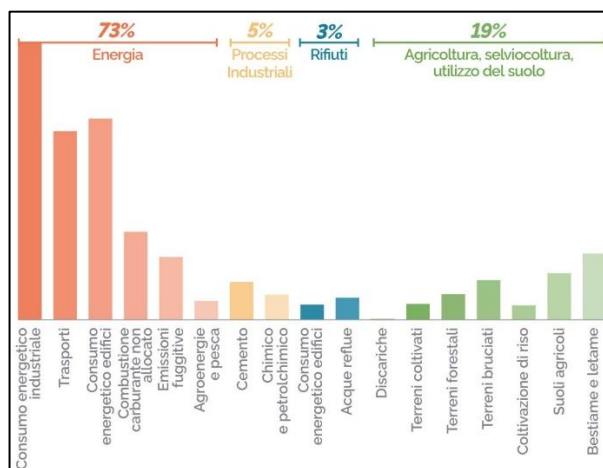


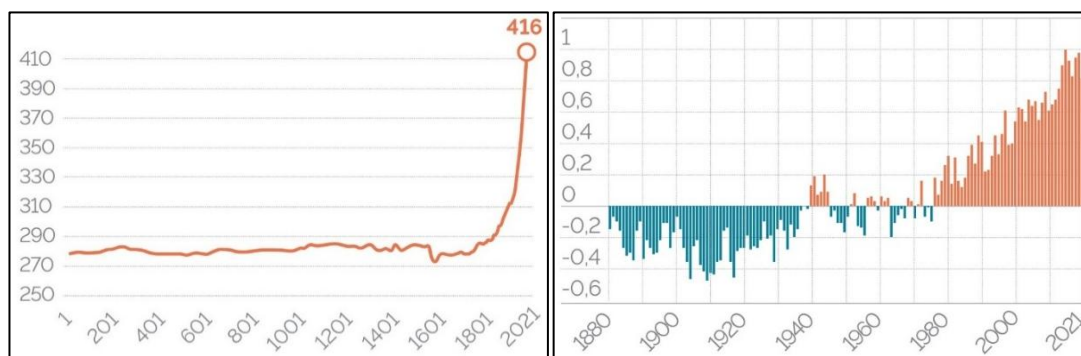
Figura 2 Quota emissioni globali di gas serra [2]

I grafici di Figura 3 illustrano in modo chiaro la relazione tra l'attività umana e i cambiamenti climatici attraverso due indicatori fondamentali. Il pannello di sinistra mostra come la concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera sia rimasta pressoché stabile attorno ai 280 ppm, fino all'inizio dell'era industriale verso la metà del 1800. Da

quel momento, la concentrazione ha iniziato a crescere progressivamente, accelerando in modo drammatico dal 1950 in poi fino a raggiungere i 416 ppm nel 2021.

L'immagine destra della Figura 3 rivela le conseguenze di questo aumento: le temperature della superficie terrestre, che erano rimaste al di sotto della media storica dalla fine del 1800 fino al 1940, hanno iniziato a salire costantemente. Dal 1980 in poi, l'aumento è diventato particolarmente pronunciato, con temperature che superano sempre più la media storica.

La correlazione tra questi due fenomeni è evidente e racconta la storia dell'impatto umano sul clima. L'industrializzazione ha portato a un massiccio utilizzo di combustibili fossili per alimentare fabbriche, trasporti e città, rilasciando nell'atmosfera quantità crescenti di CO<sub>2</sub> che erano rimaste intrappolate sottoterra per milioni di anni. Questo gas serra aggiuntivo ha potenziato l'effetto serra naturale, trattenendo più calore solare e causando l'innalzamento delle temperature globali che osserviamo oggi.



*Figura 3 Concentrazione media annua di CO<sub>2</sub> (ppm) nell'atmosfera - Variazione in C° della temperatura media annua della superficie terrestre [3]*

Come indicato nella Figura 4, in Europa, questi cambiamenti si manifestano in modi diversi a seconda della regione: le aree mediterranee affrontano siccità e rischi di desertificazione. Questi mutamenti non sono solo questioni ambientali, ma hanno profonde implicazioni sociali ed economiche, influenzando l'agricoltura, la disponibilità di risorse idriche e la stabilità delle comunità umane. L'Italia è il paese UE più esposto alle calamità naturali, nel 2023 si sono registrati 363 eventi estremi. Anche se la questione climatica non è locale ma globale, comunque questi dati sottolineano l'urgenza della transizione energetica [4].

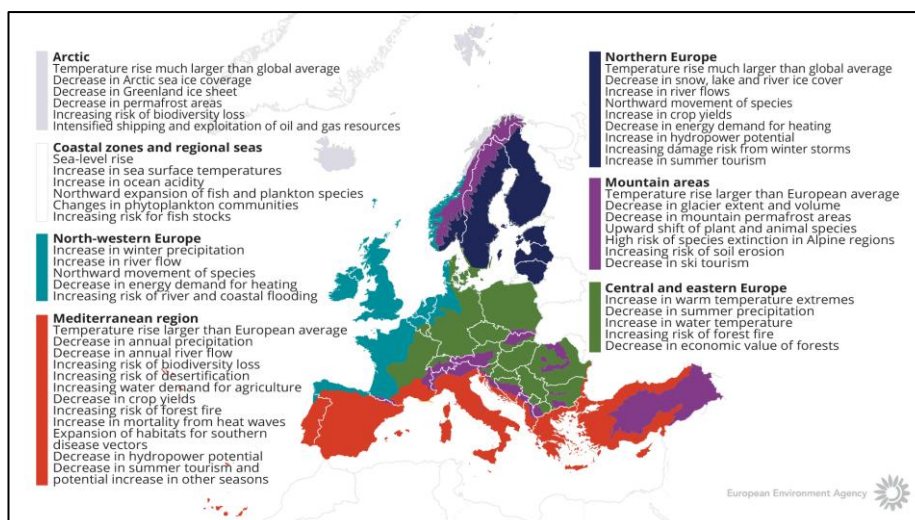


Figura 4 Impatti regionali del cambiamento climatico in Europa [5]

Come indicato nella Figura 5, il *World Economic Forum* identifica tra le principali minacce globali il cambiamento climatico al primo posto, seguito dagli eventi atmosferici estremi al secondo, questa classifica evidenzia le sfide ambientali e tecnologiche più urgenti che il mondo deve affrontare oggi. Vi è una crescente consapevolezza che le diverse crisi globali sono spesso interconnesse, come, ad esempio, il cambiamento climatico può esacerbare conflitti attraverso la scarsità di risorse e la migrazione forzata [6].

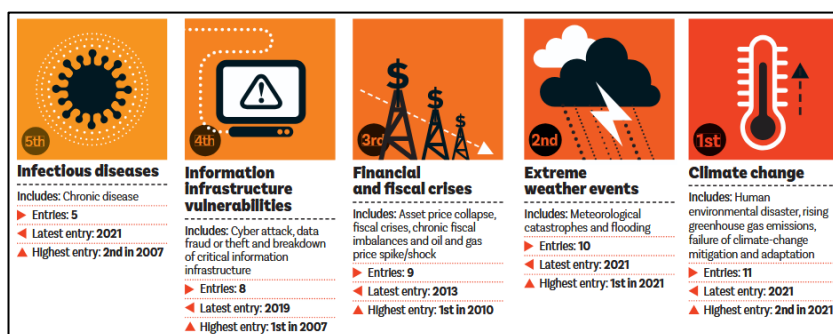


Figura 5 Principali minacce globali [6].

Il ruolo predominante del settore energetico nelle emissioni globali di gas serra trasforma la questione energetica da problema tecnico-economico a imperativo climatico. Le CER si inseriscono in questo contesto come strumento concreto per la decarbonizzazione distribuita del sistema energetico. Sostituendo produzione centralizzata da fonti fossili con generazione locale da fonti rinnovabili, le CER contribuiscono direttamente alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, operando però attraverso un meccanismo diverso dalle tradizionali politiche top-down.

### 1.2.2 Panorama sociale individuale

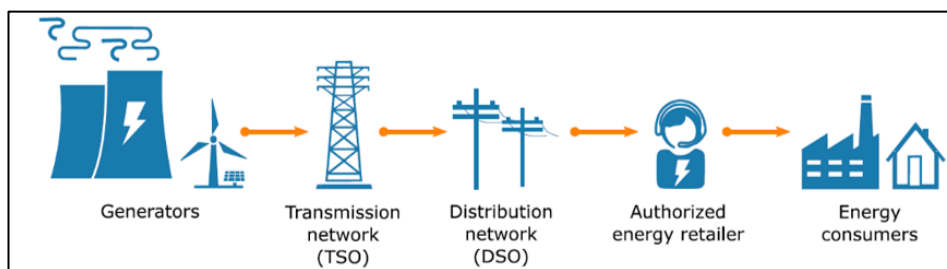
Circa il 12-13% degli europei riferiscono episodi frequenti di solitudine, un fenomeno che l'OMS considera una minaccia per la salute pubblica. Questo problema colpisce sia le società con sistemi di welfare avanzati che quelle a livello globale. La pandemia ha accentuato il divario tra l'accessibilità digitale e la capacità di sviluppare relazioni significative, dimostrando come le connessioni virtuali siano spesso insufficienti a soddisfare il bisogno umano di interazioni autentiche [7] [8].

In risposta a questa crisi, alcuni governi hanno implementato soluzioni innovative: il Regno Unito ha istituito nel 2018 un Ministero per la Solitudine per coordinare interventi mirati, mentre la Danimarca ha creato "centri di quartiere" per rafforzare il tessuto sociale. Queste iniziative, nonostante i risultati ancora limitati, evidenziano come l'intervento istituzionale possa complementare le risposte locali. Rafforzare le reti sociali e promuovere iniziative comunitarie rappresentano strumenti fondamentali per mitigare gli effetti negativi della solitudine e ricostruire il senso di appartenenza.

In questo contesto di frammentazione sociale, le CER offrono un modello alternativo di aggregazione che supera la logica puramente assistenziale degli interventi governativi sulla solitudine. Piuttosto che creare spazi dedicati all'interazione sociale, come i centri di quartiere danesi, le CER possono costruire legami comunitari attorno a un progetto condiviso di produzione e gestione collettiva dell'energia.

## 1.3 Il sistema energetico

La struttura attuale del sistema elettrico è stata storicamente progettata per un flusso unidirezionale dell'energia in cui la produzione era centralizzata e i consumatori erano esclusivamente passivi. Questo modello di sistema ha privilegiato l'efficienza economica attraverso economie di scala e ottimizzazione dei costi. Questa unidirezionalità rappresenta nella Figura 6, parte dai grandi impianti di generazione e procede attraverso la rete di trasmissione gestita dal TSO (Transmission System Operator), che opera ad alta tensione. L'energia viene poi trasferita alla rete di distribuzione gestita dal DSO (Distribution System Operator) che opera a media e bassa tensione, per arrivare infine ai rivenditori autorizzati che la forniscono ai consumatori finali, siano essi industrie o utenze domestiche.



*Figura 6 Struttura tradizionale del sistema elettrico [9]*



### 1.3.1 Le sfide della transizione: rinnovabili e intermittenza

Con l'avvento della generazione distribuita delle energie rinnovabili, viene richiesto al sistema una gestione più flessibile e bidirezionale dei flussi energetici. I pannelli fotovoltaici domestici possono convertire direttamente l'energia del sole in elettricità utilizzabile sul posto, eliminando molte fasi intermedie e relative perdite. Quando la produzione locale supera il consumo, l'energia può fluire in direzione opposta verso la rete. Questa transizione verso la generazione distribuita trasforma i consumatori passivi in "prosumer" attivi, richiedendo reti intelligenti capaci di gestire flussi bidirezionali. Il sistema diventa più efficiente e resiliente, ma sfida le fondamenta del modello unidirezionale.

L'integrazione di sistemi di storage energetico rappresenta una priorità strategica per l'Unione europea nel suo percorso di transizione energetica. Il significativo incremento delle energie rinnovabili, particolarmente evidente nel caso italiano con le proiezioni di crescita del fotovoltaico ed eolico verso il 2030/2040, come visibile nel lato sinistro della Figura 7, si allinea perfettamente con gli ambiziosi obiettivi europei di decarbonizzazione. Questa trasformazione del sistema energetico pone tutti gli stati membri di fronte a sfide tecniche complesse, principalmente legate alla gestione dell'intermittenza giornaliera e stagionale delle fonti rinnovabili e alla necessità di garantire un costante equilibrio tra domanda e offerta energetica.

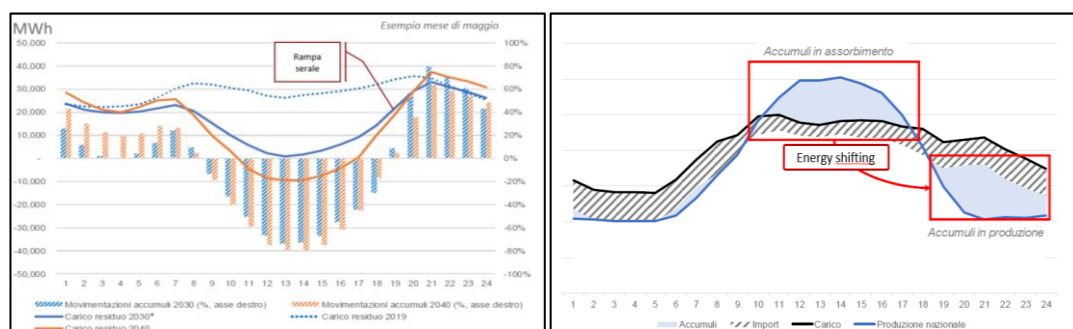


Figura 7 Duck Curve 2019 e previsioni future 2030/2040– Energy shifting [10]

Questo profilo genera due criticità interconnesse; durante le ore di picco fotovoltaico si verifica overgeneration con rischio di curtailment (taglio forzato della produzione rinnovabile), mentre durante il collo è necessaria una rampa di generazione convenzionale estremamente ripida per compensare la perdita generate dalla mancanza di energia fotovoltaica. L'energy shifting evidenziato sul lato destro della Figura 7, cioè lo spostamento temporale dell'energia tramite storage o modifiche comportamentali può rappresentare il ruolo che le CER possono svolgere, come massimizzare l'autoconsumo collettivo nelle ore solari e immagazzinare/condividere l'energia per le ore serali, riducendo sia il curtailment che la necessità di generazione convenzionale nelle rampe.

## 1.4 Framework legislativo europeo

Il percorso verso la democratizzazione dell'energia in Europa ha inizio con il “*Clean Energy for all europeans Package (CEP)*”, che rappresenta il pacchetto energetico dell'UE e costituisce la base legislativa per mettere i cittadini al centro della transizione energetica.

Due direttive fondamentali hanno costruito questo nuovo framework normativo, la *Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED II)* [11], entrata in vigore nel dicembre 2018, ha posto per la prima volta nella legislazione UE il concetto di comunità energetiche, creando un quadro di riferimento che privilegia la dimensione sociale e territoriale. La *Direttiva sul Mercato Interno dell'Elettricità (IEMD)* [12], entrata in vigore nel luglio 2019, ha completato il quadro introducendo modelli più flessibili di partecipazione cittadina come le comunità energetiche di cittadini CEC, che possono interfacciarsi direttamente con tutti i mercati energetici e operare su territori estesi senza i vincoli di prossimità geografica e focus rinnovabili che caratterizzano invece le CER. L'evoluzione normativa è proseguita con la *Direttiva RED III* (UE 2023/2413) [13], entrata in vigore il 20 novembre 2023.

### 1.4.1 Principi fondamentali e requisiti normativi delle CER

La *RED II* stabilisce che gli Stati membri devono garantire ai clienti finali, particolarmente quelli domestici, la possibilità di partecipare alle CER mantenendo tutti i loro diritti e obblighi senza subire condizioni discriminatorie. Inoltre, riconosce alle CER diritti operativi fondamentali: produrre, consumare, immagazzinare e vendere energia rinnovabile, incluso attraverso accordi di acquisto dedicati; condividere energia.

**Struttura giuridica e governance:** la *RED II* conferisce agli Stati membri la discrezionalità nella scelta della forma giuridica. Nel panorama europeo si osserva una notevole varietà di approcci, caratterizzata da significative variazioni normative tra Stati membri, come evidenziato dall'analisi di [14]. La partecipazione aperta e volontaria costituisce un pilastro del modello democratico, il carattere “*aperto*” garantisce l'accessibilità a tutti senza discriminazioni, il carattere “*volontario*” sancisce la possibilità a tutti di uscire liberamente.

**Prossimità e territorio:** il concetto di prossimità geografica assume rilevanza centrale poiché il controllo effettivo deve essere detenuto da soggetti situati nelle vicinanze dei progetti di energia rinnovabile. Gli Stati membri hanno discrezionalità nell'adattare questo concetto ai contesti nazionali.

### **1.4.2 Le tipologie di CE**

Il sistema normativo europeo distingue due modelli principali di organizzazione comunitaria dell'energia: le CER e le Comunità Energetiche di Cittadini (CEC), ciascuno con caratteristiche specifiche e ambiti operativi distinti.

Le CER costituiscono il modello più specifico, definito dall'Articolo 2 della *RED II*. Si tratta di soggetti giuridici basati su partecipazione aperta e volontaria, autonomi ed effettivamente controllati da azionisti o membri situati in prossimità dei progetti di energia rinnovabile. I partecipanti possono essere persone fisiche, Piccole e Medie Imprese o autorità locali, inclusi i comuni. Lo scopo primario delle CER è fornire benefici ambientali, economici o sociali alle comunità locali piuttosto che perseguire profitti finanziari.

Le Comunità Energetiche di Cittadini (CEC), definite nell'Articolo 2 della *IEMD*, rappresentano un modello più ampio e flessibile. Pur mantenendo gli stessi principi di controllo democratico e finalità sociale, le CEC possono operare su territori estesi senza vincoli di prossimità geografica e hanno un campo d'azione diversificato che include non solo la produzione energetica da fonti rinnovabili, ma anche distribuzione, fornitura, consumo, servizi di efficienza energetica, sistemi di accumulo e ricarica per veicoli elettrici.

Dal punto di vista giuridico, sia la *RED II* che la *IEMD* non prescrivono una forma organizzativa specifica, lasciando agli stati membri la possibilità di definire quali strutture legali possano configurarsi come CE. Questa flessibilità normativa ha portato all'adozione di diverse forme giuridiche come: associazioni, fondazioni, e cooperative.

La Cooperativa di Comunità emerge come forma giuridica, maggiormente allineata con i principi delle CE, poiché indipendentemente dalla quota di capitale sottoscritta garantisce il controllo democratico richiesto dalla normativa. L'ingresso volontario di nuovi membri rispetta il carattere “aperto” e il vincolo di destinazione degli utili a finalità sociali si allinea con l'obiettivo primario delle CE di fornire benefici alla comunità piuttosto che profitti finanziari.

## **1.5 Eterogeneità nelle CER**

Il tema centrale di questa ricerca è l'eterogeneità nelle CER: una stessa comunità energetica può generare risultati economici molto diversi in base ai meccanismi nazionali di incentivazione, alla composizione dei membri, e al periodo di operazione.

Il primo fattore di eterogeneità deriva dalla diversità dei meccanismi nazionali di remunerazione implementati dai diversi Stati membri dell'Unione europea. Nonostante il quadro normativo comune definito dalla direttiva *RED II* e *RED III*, ogni paese ha sviluppato un proprio sistema di incentivazione che bilancia in modo differente tre componenti economiche fondamentali: il risparmio derivante dall'autoconsumo

individuale, gli incentivi specifici sull'energia virtualmente condivisa a livello comunitario, e i ricavi dalla vendita dell'energia immessa in rete, rispettivamente *M1*, *M2*, e *M3*. Questa diversità implica che una comunità energetica con identiche caratteristiche tecniche e compositive può generare risultati economici molto diversi a seconda del contesto nazionale in cui opera.

La composizione dei membri rappresenta il secondo fattore di eterogeneità e si riferisce al mix di utenze che costituiscono la comunità. Una CER composta prevalentemente da utenze residenziali con piccoli impianti fotovoltaici presenta dinamiche economiche radicalmente diverse rispetto a una comunità che include anche soggetti caratterizzati da elevati consumi energetici ma scarsa capacità di autoproduzione. Questi grandi consumatori, pur contribuendo alla domanda energetica complessiva della comunità, possono influenzare in modo determinante la quantità di energia effettivamente condivisa, il volume di energia esportata verso la rete esterna, e conseguentemente i benefici economici complessivi generati dal sistema comunitario. La presenza o assenza di queste utenze ad alto consumo può quindi determinare variazioni significative nella sostenibilità economica della CER.

Il terzo fattore di eterogeneità è rappresentato dalle condizioni climatiche geografiche in cui le CER operano. L'Europa presenta una notevole diversità climatica che influenza direttamente la capacità produttiva degli impianti rinnovabili, in particolare del fotovoltaico che costituisce la tecnologia predominante nelle CER. Una CER situata nelle regioni mediterranee del sud Europa beneficia di un irraggiamento solare significativamente superiore rispetto a una CER localizzata nelle aree settentrionali. Questa differenza si traduce non solo in una maggiore produzione annuale complessiva, ma anche in una diversa distribuzione temporale della generazione energetica.

Queste differenze climatiche interagiscono in modo complesso con la composizione della comunità e con i meccanismi di remunerazione, determinando performance economiche molto diverse per CER tecnicamente identiche ma geograficamente distanti. L'eterogeneità si manifesta quindi come un fenomeno multidimensionale in cui questi tre fattori interagiscono in modo non lineare. La stessa modifica compositiva, come l'ingresso o l'uscita di un grande consumatore, può avere impatti economici radicalmente diversi a seconda del meccanismo nazionale di incentivazione e delle condizioni climatiche del territorio in cui opera la CER.

## **1.6 Complessità del sistema e limiti della ricerca attuale**

Le CER si configurano come sistemi socio-tecnici complessi caratterizzati dall'interazione di molteplici variabili che influenzano il loro funzionamento e la loro sostenibilità economica. Dal punto di vista tecnico, le variabili che influenzano il funzionamento di una CER includono la capacità installata degli impianti di produzione, la loro distribuzione geografica sul territorio, la tipologia tecnologica adottata, la presenza

o assenza di sistemi di accumulo, e i profili di consumo delle diverse utenze. Queste variabili tecniche non operano in modo isolato, ma interagiscono continuamente.

Sul piano economico, la complessità deriva dalla molteplicità di meccanismi attraverso cui una CER può generare valore economico per i suoi membri. Oltre al risparmio diretto derivante dall'autoconsumo di energia autoprodotta, che riduce gli acquisti dalla rete esterna, le CER possono beneficiare di incentivi specifici sull'energia virtualmente condivisa, remunerazioni per l'energia immessa in rete, esenzioni o riduzioni dei costi di trasporto e dispacciamento, e in alcuni casi contributi pubblici per gli investimenti infrastrutturali.

A questa complessità intrinseca dei sistemi energetici comunitari si aggiunge la presenza di contesti operativi fortemente eterogenei. Le CER possono includere diverse tipologie di utenti, dai piccoli consumatori residenziali alle medie imprese, dagli edifici pubblici a soggetti con elevati fabbisogni energetici. Questa eterogeneità compositiva genera dinamiche economiche e sociali complesse.

La ricerca scientifica sulle CER, pur avendo prodotto negli ultimi anni un crescente numero di studi, presenta ancora significative limitazioni metodologiche che riducono la capacità di comprendere appieno le dinamiche economiche di questi sistemi. Un primo limite riguarda la frammentazione degli approcci metodologici adottati. Gli studi esistenti utilizzano framework analitici diversi tra loro.

Un secondo limite fondamentale riguarda la carenza di analisi comparative che mettano a confronto diversi meccanismi nazionali di remunerazione applicati a configurazioni comparabili di comunità energetiche. La maggior parte degli studi si concentra su singoli contesti nazionali o regionali, analizzando le performance economiche delle CER all'interno di un framework normativo specifico.

La domanda centrale che emerge da questa analisi della complessità sistemica e dei limiti della ricerca attuale può essere formulata in modo diretto: *come i diversi meccanismi nazionali di remunerazione impattano economicamente sulle comunità energetiche, e in particolare, come questi meccanismi rispondono all'eterogeneità?*

## **1.7 Gap di ricerca e contributo**

Il primo elemento del gap di ricerca riguarda la frammentazione metodologica che caratterizza gli studi esistenti, manca un framework metodologico condiviso per quantificare i diversi meccanismi attraverso cui le CER generano valore economico, rendendo difficile comparare l'efficacia dei diversi sistemi nazionali di incentivazione.

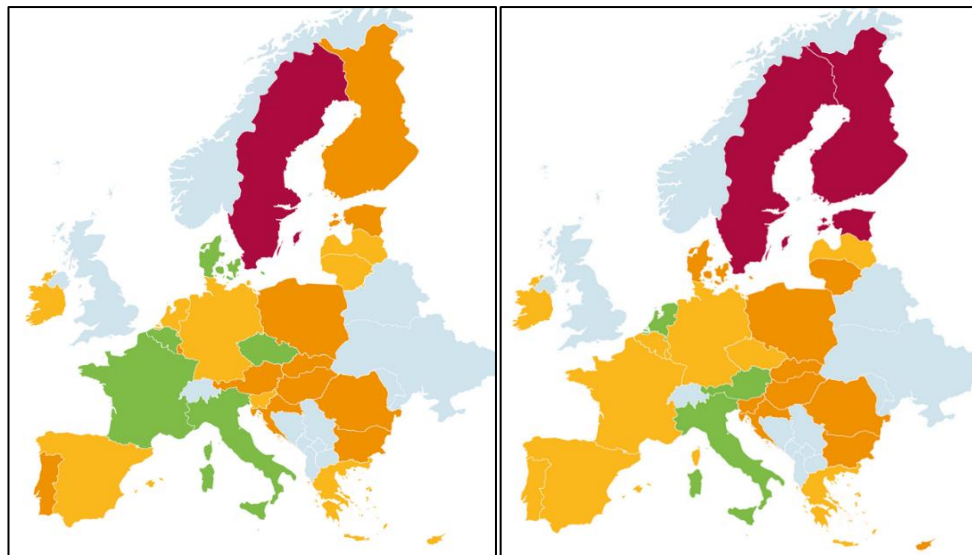
Il secondo elemento critico del gap di ricerca è rappresentato dalla sostanziale assenza di studi comparativi che analizzino simultaneamente più contesti nazionali applicando una metodologia uniforme.

Il terzo elemento del gap riguarda la limitata attenzione dedicata all'impatto dell'eterogeneità compositiva sulle performance economiche delle CER. La maggior parte degli studi assume comunità relativamente omogenee, tipicamente composte da sole utenze residenziali con caratteristiche di consumo simili. Tuttavia, nella realtà operativa, le CER sono caratterizzate da un'elevata eterogeneità interna, includendo membri con profili di consumo molto diversi, capacità produttive variabili, e motivazioni differenti per la partecipazione. In particolare, la questione di come i grandi consumatori con scarsa capacità di autoproduzione influenzino la sostenibilità economica complessiva della comunità.

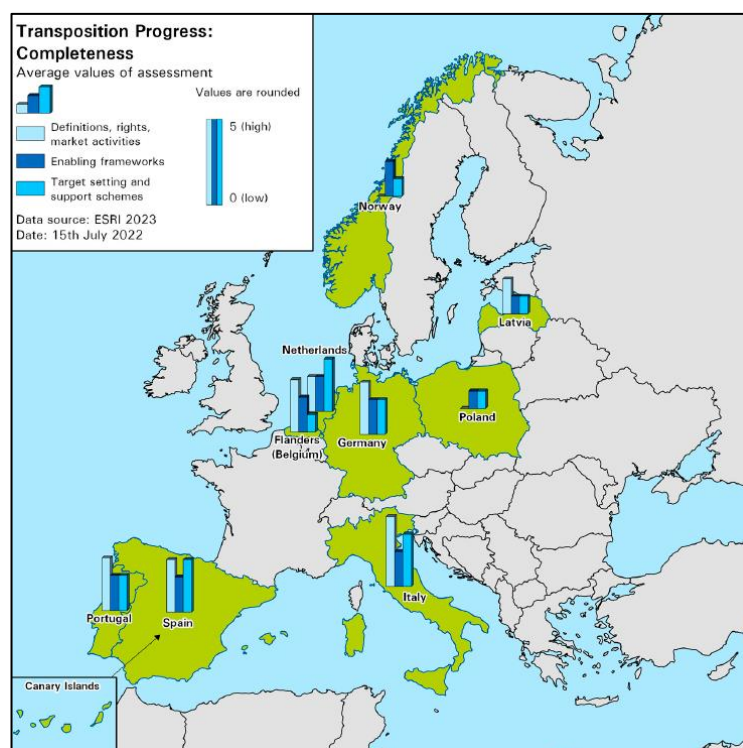
Questa ricerca si propone di colmare questo gap attraverso lo sviluppo e l'applicazione di un framework metodologico che permette l'analisi comparativa sistematica di diversi meccanismi nazionali di remunerazione delle CER. Il contributo specifico di questa tesi si articola su tre livelli fondamentali. Sul piano metodologico, la ricerca sviluppa un framework analitico unificato per i sistemi nazionali di incentivazione diviso in tre macro-componenti economiche fondamentali: il risparmio derivante dall'autoconsumo individuale, identificato come meccanismo *M1*; l'incentivo variabile sull'energia virtualmente condivisa a livello comunitario, identificato come meccanismo *M2*; e il ricavo dalla vendita dell'energia immessa in rete, identificato come meccanismo *M3*. Queste tre componenti vengono poi aggregate in un Parametro Economico Globale che permette di valutare e confrontare la performance economica complessiva di diverse configurazioni di CER operanti sotto meccanismi nazionali differenti.

Sul piano empirico, la ricerca applica questo framework analitico a quattro paesi europei che rappresentano contesti normativi maturi, come rappresentato graficamente in Figura 9, la scelta è ricaduta su Italia, Spagna, Olanda e Germania. Questi quattro paesi sono stati selezionati sulla base del loro avanzato grado di implementazione della direttiva *RED II* e della presenza di meccanismi specifici di supporto alle CER, come evidenziato da studi recenti sulla trasposizione normativa europea [14] [15].

La Figura 8 presenta una significativa eterogeneità nell'adozione delle normative sulle CER, a sinistra è rappresentato il livello di maturazione delle definizioni REC e CEC (Comunità Energetiche di Cittadini), a destra la maturità dei quadri di abilitazione e schemi di supporto delle CER.



*Figura 8 Definizioni REC e CEC - Quadri di abilitazione e schemi di supporto [15]*



*Figura 9 Progresso della trasposizione normativa europea RED II [14]*

L'analisi utilizza dati reali di produzione, consumo ed export energetico, applicando il framework metodologico a tre scenari compositivi differenti che rappresentano variazioni significative nella presenza di grandi consumatori all'interno della comunità. Questa impostazione permette di quantificare come ciascun meccanismo nazionale risponda all'eterogeneità compositiva in termini di stabilità economica.

## **1.8 Domande di ricerca**

La prima domanda, che costituisce il fulcro centrale dell'indagine, può essere formulata come segue: *Come funzionano i diversi meccanismi nazionali di remunerazione delle CER?* Questa domanda principale riconosce che, nonostante il framework normativo comune definito dalle direttive europee, gli Stati membri hanno sviluppato approcci significativamente diversi per incentivare e sostenere economicamente le comunità energetiche. La domanda indaga quindi se e come queste differenze nei meccanismi di supporto si traducano in performance economiche.

La formulazione di questa domanda principale implica il riconoscimento di un'assunzione fondamentale: non esiste un modello remunerativo universalmente ottimale, ma ciascun meccanismo presenta caratteristiche specifiche che lo rendono più o meno efficace a seconda del contest analizzato. L'obiettivo della ricerca non è quindi identificare quale paese abbia adottato il "*miglior*" meccanismo in senso assoluto, ma piuttosto comprendere quali trade-off caratterizzino ciascun modello.

La domanda principale si articola in due sotto-domande, la prima riguarda l'impatto della composizione dei membri sulle performance economiche delle CER: *In che modo i diversi meccanismi nazionali reagiscono alle variazioni nella composizione della comunità? Quindi come cambiano i meccanismi economici M1, M2 o M3 quando la composizione comunitaria cambia?*

La seconda sotto-domanda incorpora la dimensione temporale e stagionale nell'analisi: *Come la stagionalità della produzione rinnovabile amplifica o riduce le differenze prestazionali tra i meccanismi nazionali?* Questa domanda riconosce che le fonti rinnovabili, e in particolare il fotovoltaico che costituisce la tecnologia predominante nelle CER, sono caratterizzate da una forte intermittenza stagionale. Durante i mesi estivi, quando la produzione solare raggiunge il picco, la comunità può trovarsi in situazioni di surplus energetico con abbondante energia da condividere o esportare. Al contrario, nei mesi invernali, la ridotta produzione rende la comunità più dipendente dall'approvvigionamento esterno.



## **1.9 Conclusione**

Questo capitolo ha delineato il contesto di profonda trasformazione che sta attraversando l'Europa, dove le crisi degli ultimi anni hanno esposto le vulnerabilità di un sistema energetico dipendente da fonti esterne instabili e caratterizzato da un'architettura centralizzata inadeguata. A questa instabilità geopolitica si intrecciano un aumento della solitudine e un'urgenza climatica che vede il settore energetico come primo responsabile.

Il sistema elettrico tradizionale, progettato per un flusso unidirezionale, si rivela inadeguato ad accogliere la crescente penetrazione delle energie rinnovabili distribuite, la cui intermittenza richiede una completa riprogettazione delle reti verso modelli bidirezionali e intelligenti. In risposta a queste sfide, il framework legislativo europeo ha introdotto le CER come strumenti che vanno oltre la mera produzione energetica, configurandosi come modelli integrati di resilienza territoriale che affrontano simultaneamente le dimensioni energetica, climatica e sociale della transizione.

Tuttavia, nonostante il framework comune europeo, gli Stati membri hanno sviluppato approcci significativamente diversi per incentivare economicamente le comunità energetiche, riflettendo scelte politiche profonde su come bilanciare autonomia individuale e dimensione collettiva, efficienza economica e inclusività sociale. La letteratura esistente presenta un gap significativo nella comprensione sistematica di come questi meccanismi nazionali interagiscano con l'eterogeneità delle CER, evidenziando la carenza di studi comparativi con metodologie uniformi.



## Struttura della tesi

**Capitolo 2 - Framework metodologico e disegno della ricerca: variabili incentivabili e meccanismi di supporto nazionali:** Il capitolo sviluppa il framework analitico alla base della ricerca attraverso l'analisi comparativa dei meccanismi di incentivazione delle CER in quattro paesi europei (Italia, Spagna, Olanda e Germania), selezionati per la loro maturità nell'implementazione della direttiva RED II. La prima sezione presenta un'analisi sistematica dei quattro sistemi nazionali, evidenziando le specificità di ciascun modello: dalla doppia incentivazione italiana (TIP+TRASE) al sistema spagnolo basato sui coefficienti  $\beta$ , dal sussidio olandese SCE ai modelli tedeschi Feed-in e Full Feed-in. La seconda sezione costituisce il cuore metodologico, con lo sviluppo del **framework M1-M2-M3**. M1 quantifica il risparmio da autoconsumo individuale, M2 cattura gli incentivi sulla dimensione comunitaria, mentre M3 rappresenta i ricavi dall'energia esportata. Queste componenti vengono aggregate nel **Parametro Economico Globale (PEG)**, metrica unificata per confrontare la performance economica delle CER sotto regimi normativi diversi.

**Capitolo 3 - Applicazione del framework M1-M2-M3: disegno della ricerca e caso studio:** Il capitolo si articola in sezioni, di cui la prima presenta il **disegno della ricerca**, definendo le domande operative che guidano l'analisi comparativa dei meccanismi nazionali e la strategia metodologica basata sull'applicazione dello stesso dataset energetico. La seconda sezione descrive il **dataset OPSD**, specificandone la provenienza, la copertura temporale, la struttura delle misurazioni e le capacità installate delle utenze monitorate. La terza sezione fornisce la **caratterizzazione energetica degli scenari**, analizzando i profili temporali stagionali e i pattern distintivi delle utenze industriali e residenziali. La quarta sezione definisce la **configurazione degli scenari** (Baseline, Scenario 1 e Scenario 2), esplicitando la logica delle variazioni compositive introdotte per testare la sensibilità dei meccanismi. La quinta sezione applica i **contesti nazionali specifici** (Italia, Spagna, Olanda, Germania), traducendo i parametri normativi di ciascun paese nelle formule operative del framework M1-M2-M3. La sesta sezione sintetizza in forma tabellare i **parametri applicativi nazionali** utilizzati per i calcoli economici. L'ultima sezione approfondisce la **variabilità temporale dell'incentivazione italiana**, evidenziando come le fluttuazioni del mercato energetico influenzino la composizione dei meccanismi di remunerazione nelle CER italiane.

**Capitolo 4 - Risultati e analisi comparativa dei meccanismi nazionali:** Questo capitolo presenta i **risultati dell'applicazione del framework M1-M2-M3** ai 4 contesti nazionali analizzati, utilizzando i dati energetici reali del **dataset OPSD** per rispondere alla domanda di ricerca principale: *come funzionano i diversi meccanismi nazionali di remunerazione delle CER e come rispondono all'eterogeneità compositiva*. L'analisi si articola seguendo una logica dal generale al particolare, partendo dalle performance economiche aggregate misurate attraverso il Parametro Economico Globale (PEG), per poi scomporre il valore nelle 3 componenti fondamentali M1, M2 e M3 e quantificare sistematicamente la sensibilità di ciascun meccanismo alle trasformazioni compositive. I risultati derivano dall'applicazione di 2 periodi stagionali opposti, luglio per l'estate e gennaio per l'inverno, a 3 scenari che modificano progressivamente la struttura della comunità: il Baseline con presenza industriale, lo Scenario 1 esclusivamente residenziale e lo Scenario 2 con espansione residenziale. Questa matrice permette di isolare l'effetto specifico del framework normativo, evidenziando come le stesse configurazioni energetiche generino risultati economici radicalmente diversi a seconda del meccanismo nazionale. Il capitolo procede quindi al **confronto delle performance relative tra paesi**, all'approfondimento del caso olandese e dell'effetto soglia, per concludere con la discussione critica dei risultati alla luce del framework teorico.

## **2. Framework metodologico e disegno della ricerca: variabili incentivabili e meccanismi di supporto nazionali**

Il panorama europeo delle CER presenta una realtà complessa e articolata, caratterizzata da approcci normativi profondamente diversificati e meccanismi di incentivazione che variano significativamente da paese a paese. Questa varietà non rappresenta semplicemente una frammentazione casuale, ma riflette piuttosto le diverse strategie nazionali adottate per la transizione energetica.

L'esperienza maturata a livello europeo dimostra chiaramente che non esiste una soluzione universalmente applicabile per le CER, confermando invece la necessità di approcci specifici allineati con gli obiettivi nazionali. Ogni contesto nazionale richiede infatti una strategia su misura che tenga conto delle peculiarità del mercato energetico locale, del quadro normativo esistente e delle caratteristiche socioeconomiche del territorio di riferimento. Questa personalizzazione degli approcci si manifesta particolarmente nei meccanismi di incentivazione attualmente in uso.

Un aspetto particolarmente significativo che emerge dall'analisi delle realtà europee studiate è l'assenza di meccanismi di prezzi interni scollegati o concordati fra i partecipanti di queste associazioni o comunità. In nessuna delle implementazioni nazionali esaminate si riscontrano infatti sistemi autonomi di pricing interno che permettano alle CER di stabilire tariffe indipendenti dai meccanismi di mercato nazionali.

La decisione di concentrare l'analisi su Italia, Spagna, Olanda e Germania trova le basi metodologiche nello studio condotto da [14] e nella mappatura europea dei framework abilitanti realizzata da [15]. L'analisi comparativa di Krug evidenzia infatti significative variazioni tra gli Stati membri nell'implementazione delle disposizioni della Direttiva *RED II* per le CER, mentre la ricerca di REScoop conferma questa disparità attraverso una prospettiva complementare.

Emerge infatti che la maggior parte dei paesi europei presenta ancora framework frammentari e sottosviluppati, con lacune particolarmente evidenti nell'Europa dell'est. Questa situazione è ulteriormente confermata dal framework abilitante sviluppato da [15], che mostra una chiara disparità geografica nello sviluppo delle politiche dedicate alle CER, delineando un quadro in cui l'Europa occidentale e centrale risulta significativamente più avanzata.

### **2.1 I pilastri economici delle CER: framework M1-M2-M3**

Prima di analizzare le specificità dei meccanismi nazionali, è necessario presentare nel dettaglio il framework operativo. Le CER generano valore economico attraverso 3

meccanismi fondamentali che, pur manifestandosi in forme diverse nei vari contesti nazionali, rappresentano variabili comuni a tutti i sistemi europei.

**M1 - Risparmio da autoconsumo individuale:** Rappresenta il beneficio economico più immediato, quando un membro della CER produce energia dal proprio impianto e la consuma direttamente "dietro il contatore", evita l'acquisto di energia dalla rete al prezzo retail. Questo risparmio si calcola moltiplicando l'energia autoconsumata individualmente ( $E^{AC}$ ) per il costo totale dell'energia che sarebbe stata altrimenti acquistata. M1 costituisce un meccanismo presente in tutti i paesi analizzati, tranne nel caso tedesco Full Feed-in (FFI) dove per scelta normativa viene eliminato l'autoconsumo individuale.

**M2 - Incentivo sulla dimensione comunitaria:** Questa componente incentiva la condivisione energetica all'interno della comunità, la sua definizione operativa varia nazionalmente:

- Nei sistemi di condivisione virtuale (Italia), M2 remunera l'energia virtualmente condivisa tra i membri attraverso trasferimenti statali (TIP + TRASE)
- Nei sistemi di redistribuzione fisica (Spagna), M2 rappresenta lo sconto in bolletta ottenuto consumando la quota di energia comunitaria assegnata secondo coefficienti  $\beta$
- Nei sistemi Olanda, M2 non viene incentivata
- Nei sistemi individualistici (Germania),  $M2 = 0$ , indicando l'assenza di qualsiasi dimensione comunitaria nella remunerazione

**M3 - Ricavo dall'energia esportata:** Quantifica il valore economico dell'energia in surplus che la CER immette nella rete pubblica. Questa componente può assumere diverse configurazioni:

- Ricavi di mercato al prezzo zonale orario (Italia, Spagna per eccedenze non incentivate)
- Feed-in Tariff (FiT) garantite a tariffa fissa indipendente dal mercato (Germania FI, Olanda per quota incentivata)
- Full Feed-in dove tutta la produzione viene ceduta alla rete (Germania FFI)

Questi tre meccanismi non operano in isolamento ma interagiscono in modi complessi. Il **Parametro Economico Globale (PEG)**, definito come la somma algebrica di **M1+M2+M3**, rappresenta lo strumento di sintesi che permette confronti quantitativi tra meccanismi strutturalmente diversi.

## **2.2 Architetture di intermediazione economica: modelli individuali e collettivi**

L'analisi comparativa dei meccanismi di remunerazione nelle CER rivela una distinzione fondamentale nell'architettura economica degli incentivi. Questa distinzione non riguarda la quantità degli incentivi, ma la modalità strutturale attraverso cui i benefici economici vengono gestiti, ciò causa implicazioni profonde sulla governance comunitaria e sull'autonomia decisionale delle CER.

Il modello tedesco delle *Bürgerenergiegesellschaften*, pur rappresentando formalmente delle CER, funziona nella pratica come un aggregatore puramente procedurale, come l'esenzione dalle aste. I benefici economici rimangono individuali: ogni membro riceve direttamente i propri incentivi *feed-in tariff*, senza che questi passino attraverso la comunità o un gestore di comunità, non esiste un fondo comune da gestire o redistribuire.

In contrasto con questo approccio individualista, Italia e Olanda hanno sviluppato sistemi dove gli incentivi vengono canalizzati attraverso un soggetto collettivo, come ad esempio cooperative o associazioni, il gestore della CER ha poi la responsabilità e l'autonomia di redistribuirli secondo criteri stabiliti nello statuto dalla comunità stessa. Questa caratteristica apre scenari diversi in termini di strategie di allocazione e meccanismi di governance, conferendo alle comunità un ruolo attivo nella definizione delle priorità distributive.

La compatibilità tra variabili incentivabili e metodi di ripartizione non è casuale ma riflette la necessità di allineare gli strumenti di distribuzione con gli obiettivi specifici di ciascun schema di incentivazione. Come evidenziato da [16], i metodi che premiano il contributo effettivo, come il Marginal Contribution e il valore di Shapley, risultano ideali per sistemi basati sull'energia virtualmente condivisa poiché incoraggiano comportamenti virtuosi e massimizzano l'efficienza del sistema. Al contrario, approcci basati sulla semplicità gestionale, come l'Equal Benefit, si adattano meglio ai sistemi di produzione totale dove l'obiettivo principale è garantire stabilità e prevedibilità economica per tutti i membri della comunità.

### **2.2.1 I due modelli di gestione delle CER in EU**

L'implementazione pratica delle CER varia considerevolmente tra i diversi paesi, dando vita a due filosofie operative distinte: il modello virtuale e il modello fisico. Queste differenze non sono meramente tecniche, ma riflettono approcci normativi e visioni di mercato profondamente diverse che caratterizzano il panorama energetico europeo.

**Il modello virtuale**, adottato da Italia Olanda e Germania, mantiene inalterato il tradizionale sistema di fatturazione energetica. In questo approccio, come evidenziato

dagli studi di [17], l'intera energia misurata dai contatori individuali continua a essere fatturata dai fornitori commerciali secondo i prezzi di mercato. La peculiarità di questo sistema risiede nel fatto che l'energia virtualmente condivisa all'interno della comunità non produce modifiche dirette sulle bollette dei singoli membri. Invece, il beneficio economico si materializza attraverso un meccanismo di incentivazione separato.

**Il modello fisico** rappresenta invece una filosofia completamente diversa, implementata principalmente nei paesi della penisola iberica [17]. In Spagna, l'energia virtualmente autoconsumata nella comunità viene direttamente scontata dalle bollette individuali dei membri. Questo sistema elimina la necessità di complessi meccanismi di redistribuzione post-incentivo, creando un collegamento diretto e immediato tra la partecipazione alla comunità energetica e i benefici economici. Nel modello fisico spagnolo, i vantaggi economici si traducono immediatamente in riduzioni concrete delle bollette energetiche, questo approccio semplifica notevolmente la gestione amministrativa delle CER.

Le differenze tra modello virtuale e modello fisico non sono solo concettuali ma si traducono in architetture operative radicalmente diverse per i flussi economici. Mentre nel modello virtuale gli incentivi transitano attraverso un gestore CER che opera redistribuzioni successive, nel modello fisico i benefici si materializzano direttamente come riduzioni automatiche delle bollette individuali.

Per chiarire visivamente queste implicazioni operative, la Figura 10 confronta schematicamente i 2 modelli attraverso un diagramma a blocchi. Nel modello virtuale, rappresentato da Italia e Olanda, emerge chiaramente il ruolo centrale del Gestore CER come nodo di intermediazione finanziaria: gli incentivi economici confluiscono verso questa entità che, dopo aver sostenuto i costi di gestione comunitaria, opera la redistribuzione secondo criteri statutari. Al contrario, il modello fisico spagnolo elimina completamente questo livello di intermediazione, trasformando i vantaggi economici in sconti automatici applicati direttamente alle bollette individuali.

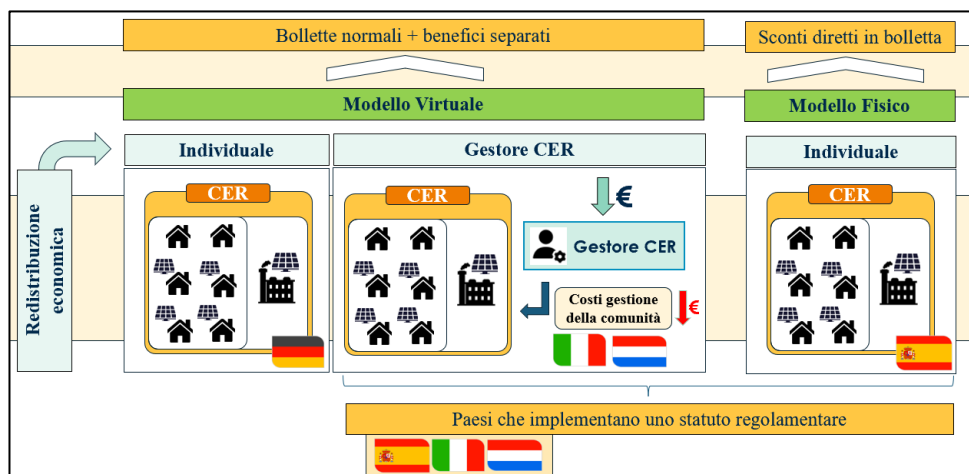


Figura 10 Architetture di intermediazione economica: confronto tra modello virtuale e modello fisico nelle CER



**Modello Virtuale:** La parte sinistra della Figura 10 evidenzia la netta separazione tra il livello individuale dei membri e il livello collettivo rappresentato dal gestore CER. Nel livello individuale, ciascun membro mantiene il proprio contratto di fornitura energetica standard, con fatturazione ai prezzi di mercato per l'intera energia misurata dal contatore. La peculiarità emerge nel secondo livello, dove il gestore CER opera come nodo centrale di intermediazione finanziaria: gli incentivi statali confluiscono verso questa entità giuridica che, dopo aver sostenuto i costi amministrativi e gestionali della comunità, redistribuisce i benefici economici ai membri secondo criteri statutari predefiniti. Questo modello, implementato da paesi come Italia e Olanda conferisce alle CER un ruolo attivo nella definizione delle priorità distributive e nella gestione dei flussi finanziari, richiedendo però capacità amministrative più sofisticate e strutture di governance formalmente costituite.

**Modello Fisico:** La parte sinistra della Figura 10 evidenzia l'eliminazione completa del livello di intermediazione comunitaria. Gli incentivi economici si materializzano direttamente come riduzioni automatiche nelle bollette individuali dei membri proporzionalmente alla quota di energia comunitaria assegnata attraverso i coefficienti di ripartizione  $\beta$ . Questo approccio, caratteristico del sistema spagnolo, semplifica drasticamente la gestione amministrativa eliminando la necessità di trasferimenti finanziari posticipati e riducendo i costi di transazione.

## **2.3 Italia: energia virtualmente condivisa virtualmente**

### **2.3.1 Quadro normativo e caratteristiche distintive**

Il sistema si basa su un modello di condivisione virtuale dove ogni membro ha un Point of Delivery (POD) separato, l'energia viene condivisa virtualmente attraverso la rete e non fisicamente, il gestore di rete calcola quanto energia può essere condivisa tra i membri.

L'energia virtualmente condivisa è definita dal [18] come la quantità di energia immessa in rete da un prosumer e simultaneamente consumata da un altro membro della comunità. Il calcolo è quindi virtuale ed è fatto su base oraria. Il meccanismo di incentivazione italiano include due componenti principali: la prima è un rimborso della componente variabile delle tariffe di trasmissione della rete (TRASE), applicato sull'energia autoconsumata collettivamente dalla comunità, mentre la seconda (TIP) è un feed-in-premium garantito per 20 anni che fornisce stabilità economica agli investimenti.

La normativa protegge i diritti individuali specificando che i partecipanti mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore, e possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, come specificato nella direttiva RED II e indicato come carattere *volontario*. Il controllo democratico è garantito

attraverso una struttura di governance che affida il potere decisionale esclusivamente a persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e altre organizzazioni, escludendo grandi corporazioni energetiche o attori finanziari esterni dalla gestione comunitaria.

### **2.3.2 Sistema di incentivazione economica**

Il meccanismo di incentivazione italiano si articola attraverso 3 strumenti economici distinti. La Tariffa Incentivante Premiale (TIP) rappresenta l'incentivo principale applicato sull'energia virtualmente condivisa all'interno della comunità, questo incentivo viene erogato dal GSE (Gestore Servizi Energetici). Si tratta di un contributo variabile che considera i prezzi di mercato e viene erogato per 20 anni dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

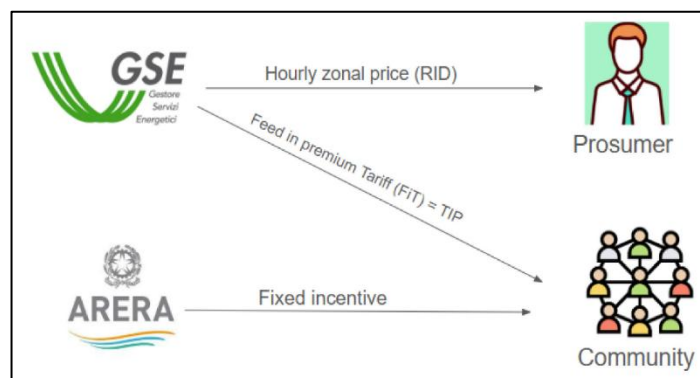
Il calcolo della TIP segue una formula strutturata che varia in base alla potenza dell'impianto. Per impianti fino a 200 kWp, la formula prevede 80 euro per MWh più la differenza positiva tra 180 euro e il prezzo zonale (Pz) orario dell'energia elettrica, con un limite massimo di 120 euro per MWh. Per impianti tra 200 e 600 kWp la base diventa 70 euro con massimale di 110 euro per MWh, mentre per impianti oltre 600 kWp la base è 60 euro con massimale di 100 euro per MWh [19]. Per gli impianti fotovoltaici si applica inoltre una correzione geografica che tiene conto dei diversi livelli di insolazione. Le regioni del Nord Italia ricevono un bonus di 10 euro per MWh, quelle del Centro 4 euro per MWh, mentre il Sud non beneficia di correzioni [19].

Il rimborso di rete TRASE, erogato da ARERA, il quale deriva dalla valorizzazione delle componenti tariffarie e rappresenta un rimborso delle tariffe di trasmissione che gli utenti pagano in bolletta. Per l'energia autoconsumata nella comunità energetica, queste tariffe vengono restituite come incentivo, con valori che si attestano intorno ai 10,1 euro per MWh per impianti in bassa tensione e circa 7,75 euro per MWh per quelli in media tensione. Questo contributo ha carattere fisso e stabile, differentemente dalla TIP che varia con le condizioni di mercato [20].

Il Ritiro Dedicato (RID) riguarda l'energia eccedente non autoconsumata dalla comunità, che viene venduta alla rete ai prezzi zonal di mercato, anche esso erogato dal GSE. A differenza degli altri incentivi che vengono erogati direttamente alla comunità energetica, il RID viene corrisposto al proprietario dell'impianto, che può essere la comunità stessa o un singolo membro. Quando i prezzi dell'energia sono particolarmente elevati, questo meccanismo può diventare economicamente molto rilevante per la sostenibilità complessiva del progetto.

La Figura 11 illustra l'architettura dei flussi economici nel sistema italiano. Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) opera attraverso due canali: eroga la Tariffa Incentivante Premiale (TIP) al gestore della comunità energetica, che provvede alla redistribuzione interna, mentre remunera il Ritiro Dedicato (RID) direttamente ai singoli produttori per

l'energia immessa in rete. L'Autorità ARERA riconosce invece il rimborso TRASE esclusivamente alla comunità.



*Figura 11 Distribuzione incentivi italiano [21]*

### 2.3.3 Forme giuridiche e governance

L'analisi condotta da [22] identifica tre modelli organizzativi principali nell'evoluzione delle comunità energetiche italiane.

**Il Modello Public Lead** presenta una governance a guida pubblica con enti locali che assumono il ruolo di promotori e coordinatori attraverso strutture decisionali top-down. I benefici si distribuiscono tra vantaggi individuali e collettivi, con maggiore capacità di aggregazione territoriale e accesso a finanziamenti pubblici, ma anche dipendenza dalle competenze tecniche amministrative. Attualmente, il 58% delle CER italiane è promosso da enti pubblici che forniscono spazi per gli impianti e supportano l'aggregazione dei membri, mirando a ridurre le spese, aiutare famiglie in difficoltà economica e finanziare progetti territoriali [4].

**Il Modello Pluralista** si caratterizza per una governance orizzontale che coinvolge multiple tipologie di stakeholder attraverso processi decisionali partecipati e caratteristiche bottom-up. I benefici sono prevalentemente orientati alla comunità con meccanismi redistributivi che privilegiano obiettivi sociali e ambientali. Questo modello mostra maggiore resilienza organizzativa e capacità di innovazione sociale, ma presenta complessità gestionali superiori e tempi di implementazione più lunghi. Attualmente, il 21% delle iniziative è promosso da soggetti specializzati a supporto di privati [4].

**Il Modello Community Energy Builder** prevede l'intermediazione di soggetti specializzati che forniscono competenze tecniche e organizzative alle comunità locali. La governance presenta elementi ibridi con distribuzione dei ruoli tra facilitatori esterni e attori territoriali. Il modello offre vantaggi in efficienza realizzativa e standardizzazione dei processi, ma comporta rischi di de-territorializzazione e dipendenza da operatori esterni. Attualmente solo il 9% nasce da iniziative esclusivamente private [4].

### **2.3.4 Meccanismi di distribuzione degli incentivi**

Il modello italiano si basa su una redistribuzione economica post-incentivo di tipo burocratico. Gli incentivi statali vengono redistribuiti secondo criteri amministrativi piuttosto che secondo il valore di mercato, anche se quest'ultimo influenza il valore dell'incentivo TIP, rendendo il sistema interamente dipendente dagli incentivi pubblici.

La distribuzione degli incentivi italiani, come documentato da [21], segue un modello specifico dove il denaro viene dato al gestore della comunità e non direttamente ai singoli membri. Questo schema di allocazione degli incentivi economici nelle CER, analizzato anche da [23], permette una gestione flessibile delle risorse: il denaro può essere distribuito tra i membri oppure, ad esempio, reinvestito nella comunità.

Il sistema italiano di incentivazione delle CER si basa su un complesso meccanismo di distribuzione che tiene conto di diverse variabili territoriali e operative. La struttura normativa definisce precise modalità di erogazione degli incentivi. Il meccanismo di erogazione si basa sulla percentuale di energia effettivamente condivisa dalla comunità rispetto a quella prodotta, con soglie che variano a seconda del tipo di finanziamento ricevuto.

Quando le CE operano al di sotto delle soglie stabilite, godono di ampia autonomia nella redistribuzione degli incentivi erogati dal GSE. In questa situazione, tutti gli incentivi possono essere liberamente distribuiti tra i membri della comunità senza vincoli specifici di destinazione, permettendo l'inclusione anche delle piccole e medie imprese partecipanti secondo le regole statutarie e gli accordi interni definiti dalla comunità stessa.

Il superamento delle soglie di energia virtualmente condivisa comporta invece l'attivazione di vincoli di carattere sociale che riflettono l'obiettivo di massimizzare l'impatto territoriale delle comunità più efficienti. Gli incentivi vengono suddivisi in due componenti distinte: la quota relativa all'energia virtualmente condivisa fino alla soglia mantiene la libertà di distribuzione, mentre la parte eccedentaria deve essere necessariamente destinata a consumatori diversi dalle imprese oppure utilizzata per finalità sociali che abbiano ricadute dirette sui territori locali.

### **2.3.5 Dimensione sociale e vincoli redistributivi**

La legislazione italiana, attraverso il decreto legislativo n. 199 dell'8 novembre 2021 [18], stabilisce chiaramente la prevalenza del beneficio sociale su quello economico. *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.*

Il Decreto 414/2023 [19], ha applicato la dimensione sociale, sancito prima nella normativa RED II e poi nella legislazione italiana tramite la legge 199. Questa dimensione sociale introduce meccanismi redistributivi specifici, stabilendo che l'eventuale

eccedenza della tariffa premio (TIP) deve essere destinata ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione, trasformando le CER in strumenti di politica sociale oltre che energetica.

## **2.4 Spagna: il modello di autoconsumo collettivo**

### **2.4.1 Quadro normativo e caratteristiche distintive**

Il quadro normativo spagnolo per l'autoconsumo collettivo ha trovato la sua definizione completa attraverso [24], successivamente rafforzato dal [25]. Questa legislazione ha permesso la realizzazione di sistemi di condivisione energetica attraverso la rete elettrica quando la generazione e i consumi si trovano collegati a una distanza inferiore ai 500 metri, indipendentemente dal livello di tensione a cui si connettono. La normativa consente la partecipazione contemporanea di diversi tipi di consumatori, dalle famiglie alle aziende.

Il funzionamento del sistema spagnolo si basa sui coefficienti di ripartizione  $\beta$ , che determinano come l'energia generata viene distribuita tra i vari partecipanti alla comunità energetica. La normativa stabilisce infatti che i partecipanti possono concordare qualsiasi criterio di ripartizione purché tutti i membri della comunità energetica siano d'accordo e formalizzino tale decisione attraverso lo statuto. Questo accordo deve essere comunicato all'azienda di distribuzione elettrica, che sarà tenuta ad applicare esattamente i coefficienti concordati dai partecipanti. La ripartizione può basarsi sui contributi economici versati per la realizzazione dell'impianto, sui consumi storici registrati, su accordi commerciali o su qualsiasi altro parametro ritenuto equo e/o funzionale. L'unico vincolo tecnico è che la somma di tutti i coefficienti deve essere uguale a uno, garantendo che tutta l'energia prodotta venga effettivamente ripartita.

### **2.4.2 Sistema di incentivazione economica**

L'energia autoconsumata da fonti rinnovabili, cogenerazione o rifiuti è completamente esente da pedaggi di accesso alle reti di trasporto e distribuzione, oltre che dai cargos del sistema elettrico. Questa esenzione totale rappresenta l'incentivo più significativo, con tariffe di accesso per l'energia virtualmente condivisa pari a 0 €/kWh. Nel sistema spagnolo i partecipanti rimangono sempre legati ai prezzi di mercato, poiché la comunità rappresenta esclusivamente un meccanismo di ripartizione fisica dell'energia e non un mercato economico interno.

### **2.4.3 Meccanismi di distribuzione degli incentivi**

Nel sistema di energia comunitaria esistono due scenari principali che determinano come viene gestito il consumo energetico in relazione alla quota assegnata a ciascun membro. Quando un partecipante consuma più della sua quota assegnata, può utilizzare completamente tutta la quota attribuita come autoconsumo, corrispondente al valore calcolato moltiplicando il suo coefficiente di ripartizione per l'energia virtualmente condivisa totale prodotta dalla comunità. Per la parte di energia che eccede questa quota, deve necessariamente acquistarla dalla rete elettrica nazionale pagando le normali tariffe previste dalla bolletta energetica.

Nel caso opposto, quando il consumo effettivo risulta inferiore alla quota di energia comunitaria spettante, il membro può utilizzare come autoconsumo tutta l'energia che ha effettivamente consumato. La differenza tra la quota assegnata e il consumo reale non va perduta, ma si trasforma in un'eccedenza che viene registrata come energia esportata a suo nome. Questa eccedenza viene valorizzata economicamente al prezzo del mercato elettrico spagnolo, permettendo di ottenere un beneficio dalla quota di energia comunitaria non utilizzata direttamente, sempre con il limite che non si può guadagnare più di quanto si spende per l'energia dalla rete mensilmente.

Il sistema spagnolo presenta una caratteristica peculiare: l'assenza di un vero e proprio incentivo economico aggiuntivo nel senso tradizionale. Il beneficio economico deriva esclusivamente dall'esenzione totale dai costi di rete per l'energia autoconsumata collettivamente.

La distribuzione dei benefici opera attraverso un meccanismo automatico gestito dalle compagnie di distribuzione elettrica (mensilmente). I coefficienti  $\beta$  comunicati dalla comunità all'azienda distributrice determinano come l'energia prodotta viene contabilizzata sui singoli punti di fornitura. Questo elimina completamente i costi di transazione amministrativa tipici dei modelli con gestione collettiva.

Per l'energia eccedentaria ( $E^I$ ), il sistema prevede la vendita al prezzo di mercato, c'è un limite, non si possono generare crediti positivi che si trasferiscono al mese successivo, impedendo di fatto la monetizzazione piena dei surplus estivi per bilanciare i deficit invernali.

## **2.5 Olanda: il sistema SCE**

I Olanda hanno implementato il *Subsidierregeling Coöperatieve Energieopwekking (SCE)*, un sussidio operativo garantito per 15 anni specificamente progettato per supportare cooperative energetiche e associazioni di proprietari nella produzione di energia rinnovabile.

### **2.5.1 Quadro normativo e caratteristiche distintive**

Il sistema SCE riconosce infatti il sussidio su tutta la produzione energetica, indipendentemente dal momento e dalle modalità di utilizzo, configurandosi come un sistema di sostegno alla produzione rinnovabile cooperativa in primis.

Dal punto di vista tecnico e operativo, il sistema distingue tra fornitura di rete, che rappresenta l'energia immessa nella rete elettrica pubblica, e fornitura extra-rete, che rappresenta l'energia consumata direttamente sul posto dall'utente che della comunità che ospita l'impianto energetico. Quando vengono installati più impianti di produzione nella medesima località, la normativa prevede che le potenze vengano automaticamente sommate per determinare la categoria di sussidio applicabile, indipendentemente dal fatto che si tratti di impianti distinti.

Il sistema olandese richiede necessariamente una forma associativa poiché un singolo proprietario non può accedere direttamente al SCE. È necessaria un'aggregazione con almeno una cooperativa o associazione e una massa critica che coordini più soggetti per raggiungere i 15 kWp minimi. La normativa stabilisce inoltre requisiti rigorosi per assicurare un'effettiva partecipazione comunitaria, richiedendo per l'energia solare almeno un membro per ogni 5 kWp installati. Questi parametri non rappresentano un limite alla crescita degli impianti, ma piuttosto una garanzia che l'espansione della capacità produttiva sia sempre accompagnata da un proporzionale coinvolgimento della comunità locale. Per gli impianti della categoria *kleinverbruikers* (15-100 kWp), il sistema presenta una caratteristica distintiva: tutta l'energia prodotta viene immessa nella rete elettrica pubblica, eliminando completamente il concetto di autoconsumo individuale ( $M1=0$ ) o condivisione dell'energia ( $M2=0$ ).

### **2.5.2 Architettura del sistema: distinzione *kleinverbruikers* e *grootverbruikers***

Il sistema olandese SCE opera attraverso una distinzione tecnico-normativa fondamentale basata sulla capacità di connessione elettrica degli impianti:

#### ***Kleinverbruikersaansluiting (KVA)* - Connessione piccoli consumatori**

- Impianti fotovoltaici 15-100 kWp
- Connessione elettrica  $\leq 3$  fasi  $\times$  80A
- Caratteristica distintiva: tutta l'energia prodotta viene immessa nella rete pubblica
- Assenza di autoconsumo individuale o condivisione fisica ( $M1=0$  e  $M2=0$ )

### **Grootverbruikersaansluiting (GVA) - Connessione grandi consumatori**

- Impianti fotovoltaici >100 kWp o connessione >3×80A
- Possibilità di autoconsumo individuale M1 nell'edificio ospitante
- Distinzione tra energia immessa in rete (netlevering) ed energia autoconsumata in loco (niet-netlevering)

## **2.5.3 Meccanismi economici differenziati per categoria**

**Modello Kleinverbruikers (KVA):** Nel modello per piccoli consumatori, l'intera produzione viene immessa nella rete pubblica e i membri della cooperativa acquistano energia dalla rete in modo convenzionale. Il sussidio SCE remunera tutta la produzione:

- **Sussidio unico:**  $(BA - LBA) \times E^P$ , applicato all'intera energia immessa in rete
- **Netlevering:** 100% della produzione classificata come "fornitura di rete"
- **Niet-netlevering:** non presente

La condivisione è esclusivamente finanziaria: la cooperativa riceve il sussidio statale e lo redistribuisce ai membri come dividendi secondo principi statutari.

**Modello Grootverbruikers (GVA):** Nel modello per grandi consumatori, l'energia può essere autoconsumata direttamente nell'edificio ospitante oppure immessa in rete:

- **Netlevering (immissione in rete):** sussidiata a €0,078/kWh (valore 2025)
- **Niet-netlevering:** autoconsumo in loco presente

La differenza nei sussidi riflette che l'autoconsumo genera già vantaggi intrinseci (evita tasse energetiche e costi di distribuzione), quindi lo Stato incentiva maggiormente l'immissione in rete per promuovere la condivisione cooperativa.

Quando un'azienda ospita l'impianto e autoconsuma l'energia, paga alla cooperativa un corrispettivo inferiore al prezzo di mercato (indicativamente €0,05/kWh + IVA 21%), stabilito all'interno della cooperativa. Questi pagamenti, dopo aver coperto i costi gestionali, vengono redistribuiti ai soci come dividendi.

**NOTA:** In entrambi i modelli non esiste l'autoconsumo virtuale condiviso  $E^{VC}$ , l'energia autoconsumata fisicamente resta esclusivamente nell'edificio ospitante e non può essere redistribuita virtualmente ad altri membri. La cooperativa condivide solo i benefici economici (sussidi + eventuali corrispettivi), non i flussi energetici fisici.

## **2.5.4 Sistema di incentivazione economica**

Il meccanismo di finanziamento si basa su una formula relativamente semplice: il sussidio corrisponde all'Importo Base meno l'Importo di Correzione. Quest'ultimo varia annualmente per riflettere il valore di mercato dell'energia prodotta, includendo il prezzo



medio dell'elettricità, creando così un sistema autoregolante rispetto alle fluttuazioni del mercato energetico. La normativa distingue tra un Importo di Correzione provvisorio utilizzato per calcolare gli anticipi e un Importo di Correzione finale impiegato per i conguagli.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici di piccola taglia, definiti da una potenza compresa tra 15 - 100 kWp e collegati attraverso connessioni su piccola scala, il meccanismo di incentivazione opera esclusivamente attraverso un sistema di feed-in tariff cooperativo applicato unicamente all'energia immessa in rete. Non esiste alcuna incentivazione diretta per l'energia individualmente autoconsumata, che genera solamente il risparmio derivante dal mancato acquisto di elettricità al prezzo retail.

Il sistema prevede anche un numero massimo di ore a pieno carico incentivabili per ogni categoria di impianto (ad esempio, 900 ore/anno per impianti fotovoltaici con connessione piccoli consumatori da 15-100 kWp). Questa limitazione determina la produzione massima annua ammissibile al sussidio, calcolata moltiplicando la potenza dell'impianto per il numero massimo di ore stabilito.

## **2.5.5 Forme giuridiche e governance**

L'accesso al sistema SCE è specificamente riservato alle cooperative energetiche e alle associazioni di proprietari di case. Le cooperative energetiche sono organizzazioni senza scopo di lucro formate da cittadini, imprese locali o enti pubblici che si uniscono per sviluppare progetti energetici rinnovabili collettivi, funzionando attraverso la proprietà collettiva dove i membri sono soci-proprietari degli impianti. La gestione è democratica con decisioni prese collettivamente secondo il principio di una persona uguale un voto.

Un singolo proprietario di impianto, anche se produce energia rinnovabile per uso proprio e terzi, non può accedere direttamente al SCE, è necessaria l'aggregazione. Questo requisito non è meramente procedurale ma riflette l'obiettivo normativo di promuovere effettive forme di cooperazione piuttosto che semplici aggregazioni di convenienza fiscale. L'accesso al sussidio SCE è riservato a organizzazioni senza scopo di lucro costituite secondo il diritto cooperativo olandese, con governance basata sul principio democratico di una persona uguale un voto indipendentemente dal capitale sottoscritto.

## **2.5.6 Meccanismi di distribuzione degli incentivi**

I benefici economici sono gestiti interamente a livello della cooperativa, l'utile netto a fronte delle spese per la gestione della comunità viene distribuito ai membri secondo le regole stabilite nello statuto della cooperativa.

Il meccanismo operativo segue un processo articolato che inizia con la dichiarazione da parte delle cooperative delle proporzioni previste tra energia immessa in rete e energia

utilizzata internamente. Su questa base vengono calcolati gli anticipi mensili corrispondenti all'80% del sussidio stimato. Successivamente, attraverso misurazioni effettuate da enti terzi indipendenti, viene verificata la distribuzione effettiva dell'energia prodotta. La frequenza delle misurazioni varia significativamente: le cooperative con impianti fino a 100 kWp beneficiano di un monitoraggio semplificato con misurazioni annuali, mentre le installazioni di maggiore taglia sono sottoposte a controlli mensili che permettono di ottimizzare i flussi di cassa.

Il sussidio SCE viene erogato direttamente alla cooperativa o all'associazione, che assume piena autonomia nella sua redistribuzione ai membri secondo le regole statutarie. Il sistema operativo distingue nettamente tra fornitura di rete (energia immessa nella rete pubblica) e fornitura extra-rete (energia consumata direttamente da altri utenti della cooperativa). Entrambe le categorie sono incentivabili, ma con parametri economici differenti.

Un vincolo operativo critico è rappresentato dal numero massimo di ore a pieno carico incentivabili, ad esempio per gli impianti fotovoltaici con connessione piccoli consumatori (15-100 kWp), il limite è fissato a 900 ore/anno, calcolati sulla potenza nominale dell'impianto.

## **2.6 Germania: le *Bürgerenergiegesellschaft***

### **2.6.1 Quadro normativo e caratteristiche distintive**

In Germania, le comunità energetiche sono principalmente regolate dal *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) [26], che è la legge tedesca che norma le energie rinnovabili, [27]. Il sistema tedesco privilegia il modello delle cooperative energetiche, che rappresentano una forma consolidata di partecipazione comunitaria alla produzione di energia rinnovabile. Il supporto finanziario si basa su meccanismi di remunerazione garantita che assicurano ai produttori di energia rinnovabile prezzi stabili e prevedibili per l'energia immessa in rete, incentivando così gli investimenti nel settore. La Germania ha sviluppato un approccio che si concentra sulla proprietà cittadina dei progetti energetici, incentivando principalmente progetti fotovoltaici attraverso il concetto di *Bürgerenergiegesellschaft*, ovvero le Società di Energia Cittadina.

Il sistema presenta una distinzione fondamentale tra i sistemi di incentivazione generali e quelli specifici per le *Bürgerenergiegesellschaften*. I sistemi di incentivazione generali, come il Feed-in con autoconsumo, sono aperti a tutti senza alcun limite geografico e senza vincoli di appartenenza a CER. Invece, per essere qualificata come *Bürgerenergiegesellschaft*, una cooperativa o società deve soddisfare precisi requisiti: deve avere almeno 50 persone fisiche come membri con diritto di voto, almeno il 75% dei diritti di voto deve appartenere a persone fisiche residenti entro 50 km dall'impianto,

i diritti di voto non detenuti da persone fisiche possono appartenere solo a piccole-medie imprese o enti comunali, e nessun membro può detenere più del 10% dei diritti di voto.

Il modello TEM tedesco non è stato incluso nell'analisi a causa delle sue caratteristiche peculiari e dei vincoli normativi più restrittivi che lo contraddistinguono. Questo sistema è infatti concepito specificamente per contesti condominiali e richiede necessariamente la presenza di una rete elettrica privata dedicata, elementi che lo rendono difficilmente applicabile al contesto di studio considerato.

## **2.6.2 Sistema di incentivazione economica**

Le *Bürgerenergiegesellschaften* non hanno sistemi di incentivazione economica specifici, ma godono solo di vantaggi procedurali, vantaggi che consistono nell'esenzione dalle aste per impianti fotovoltaici limite che passa da 1 MW a 6 MW.

L'analisi ha preso in considerazione principalmente due modelli energetici: il *Feed-in (FI)* e il *Full Feed-in (FFI)*. Nel modello *Feed-in* tradizionale, viene commercializzata esclusivamente l'energia esportata verso la rete elettrica a un prezzo stabilito, mentre nel sistema *Full Feed-in* l'intera produzione energetica viene ceduta alla rete senza possibilità di autoconsumo diretto o di condivisione energetica tra i membri della comunità. In quest'ultimo caso, i partecipanti ottengono unicamente i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia prodotta. La remunerazione si compone del valore base del *Feed-in* tradizionale, integrato da un incentivo aggiuntivo sulla produzione complessiva. L'entità di questi benefici economici dipende dalla potenza installata dei singoli impianti che compongono la comunità energetica [26].

## **2.6.3 Forme giuridiche e governance**

Per qualificarsi come *Bürgerenergiegesellschaft* (Società di Energia Cittadina) e accedere ai vantaggi procedurali previsti dall'EEG [26], un soggetto deve soddisfare tutti i seguenti requisiti:

1. Almeno 50 persone fisiche devono essere membri con diritto di voto, questo requisito garantisce un'effettiva dimensione comunitaria ed esclude configurazioni oligarchiche.
2. Almeno il 75% dei diritti di voto deve essere detenuto da persone fisiche residenti entro 50 km dall'impianto, questo criterio assicura che il controllo rimanga nelle mani della comunità locale effettivamente interessata dal progetto.
3. Nessun singolo membro può detenere più del 10% dei diritti di voto, indipendentemente dalla quota di capitale sottoscritta. Questo principio impedisce che grandi investitori esterni acquisiscano controllo decisionale pur partecipando finanziariamente.

## **2.6.4 Meccanismi di remunerazione individuale**

Il sistema tedesco si caratterizza per l'**attribuzione diretta e individuale degli incentivi** senza alcuna intermediazione da parte della comunità. Ogni proprietario di impianto, anche se membro di una *Bürgerenergiegesellschaft*, stipula un contratto individuale con l'operatore di rete per la remunerazione dell'energia secondo i parametri feed-in applicabili.

Nel modello **Feed-in (FI) tradizionale**, il proprietario riceve:

- Prezzo di mercato per l'energia autoconsumata (evitando l'acquisto dalla rete)
- Tariffa feed-in garantita per l'energia esportata, che variano a seconda della potenza installata [28]

Nel modello **Full Feed-in (FFI)**, vietando l'autoconsumo, il proprietario riceve:

- Tariffa feed-in maggiorata per tutta la produzione, con bonus aggiuntivo che varia da rispetto al FI standard
- Nessun risparmio da autoconsumo ( $M1=0$  per scelta normativa)

## **2.7 Confronti fra paesi europei**

La scomposizione dei meccanismi di remunerazione economica delle CER adottata in questa ricerca trae spunto metodologico dal framework sviluppato da [28]. I sistemi di incentivazione delle CER presentano approcci sostanzialmente diversi tra i paesi europei analizzati. Italia e Spagna adottano un modello basato sulla condivisione dell'energia, incentivando specificamente l'energia virtualmente condivisa tra i membri della comunità. Al contrario, i meccanismi tedeschi e olandese (*kleinverbruikers*) si concentrano sulla remunerazione della produzione totale attraverso tariffe feed-in o sussidi cooperativi, con  $M1=0$  nel caso tedesco FFI (per scelta di massimizzazione export) e nel caso olandese *kleinverbruikers* (per vincolo tecnico-normativo di categoria). Un elemento distintivo del modello italiano è il rimborso delle componenti tariffarie di rete (TRASE) sull'energia virtualmente condivisa, e i vincoli di divisione degli incentivi economici per le utenze industriali.

La Tabella 1 sintetizza il complesso quadro normativo che regola le CER nei 4 paesi analizzati, per ciascun paese vengono riportate le normative principali, i codici di riferimento, le autorità competenti e l'oggetto specifico della regolamentazione. Questa mappatura normativa rivela come, pur partendo dalle medesime direttive europee (*RED II*, *RED III*), ogni Stato membro abbia sviluppato un ecosistema legislativo distintivo che riflette priorità nazionali e specificità istituzionali.

*Tabella 1 Quadro normativo unificato per le CER*

	Normativa/Direttiva	Codice/Riferimento	Autorità	Oggetto Specifico
EU	RED I	Direttiva 2009/28/CE	Parlamento europeo	Promozione energie rinnovabili
	RED II	Direttiva (UE) 2018/2001	Parlamento europeo	Definizione legale delle CER
	RED III	Direttiva (UE) 2023/2413	Parlamento europeo	Rafforzamento CER, semplificazioni
	IEMD (Direttiva mercato interno elettricità)	Direttiva (UE) 2019/944	Parlamento europeo	Regole comuni mercato interno elettricità
	REPowerEU Plan		Commissione europea	Piano strategico indipendenza energetica
ITA	Decreto Legislativo (ex Decreto-legge 162/2019)	D.Lgs. 199/2021	Governo italiano	CER locali (entro sottostazioni AT/MT)
	Delibera ARERA autoconsumo collettivo	318/2020/R/eel	ARERA	Regolazione tecnica autoconsumo collettivo
	Delibera ARERA disposizioni aggiuntive	72/2022	ARERA	Disposizioni aggiuntive CER
	Decreto CER (Decreto MASE)	DM 414/2023 / Decreto 24/01/2024	MASE	Feed-in tariff fino a 120 €/MWh + 40% copertura investimenti
ESP	Decreto Reale autoconsumo	RD 244/2019	Gobierno español	Autoconsumo collettivo, benefici net metering, coefficienti ripartizione $\beta_i$
	Decreto-Legge ampliamento	RD-ley 29/2021	Gobierno español	Ampliamento distanze autoconsumo collettivo fino 500m
	Decreto-Legge ampliamento	Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio	Gobierno español	Ampliamento distanze e potenza
NLD	Subsidiereregeling Coöperatieve Energieopwekking	SCE	[29]	Sussidio
DEU	Legge Energie Rinnovabili	EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) + Allegati	Bundestag/Deutsche Bundesregierung, 2023	Cooperative energetiche ( <i>Bürgerenergiegesellschaften</i> ), meccanismi di remunerazione

## 2.8 Framework metodologico e disegno della ricerca

### 2.8.1 Approccio comparativo

La presente ricerca si concentra su implementazioni recenti (*post-RED II*) che condividono un framework normativo comune di riferimento, adotta un approccio comparativo cross-nazionale per analizzare come diversi meccanismi di remunerazione impattano economicamente sulle CER in contesti normativi eterogenei. Questa scelta metodologica risponde a una lacuna critica identificata nella letteratura esistente: mentre numerosi studi esaminano le CER all'interno di singoli contesti nazionali [22], [21], manca un framework analitico unificato che permetta confronti sistematici tra sistemi di incentivazione strutturalmente diversi.

### **2.8.2 La logica comparativa si fonda su tre pilastri metodologici interconnessi.**

Il primo pilastro riguarda l'identificazione di invarianti analitiche all'interno della variazione contestuale. Nonostante le profonde differenze normative tra stati membri, tutti i sistemi europei di supporto alle CER generano valore economico attraverso tre meccanismi fondamentali: il risparmio derivante dall'autoconsumo individuale, gli incentivi sulla condivisione o produzione energetica, e i ricavi dalla vendita in rete, che attraverso le componenti M1, M2 e M3 costituisce la base analitica che rende possibile il confronto tra modelli differenti.

Il secondo pilastro metodologico consiste nel riconoscimento esplicito che i sistemi nazionali non sono semplicemente "*varianti*" di un modello ideale unico, ma rappresentano **soluzioni ottimizzate per obiettivi divergenti**. Il modello italiano, ad esempio, massimizza l'incentivazione della condivisione oraria attraverso il meccanismo dell'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ), mentre il sistema tedesco FFI ottimizza per la massimizzazione assoluta della produzione rinnovabile eliminando qualsiasi forma di autoconsumo.

Il terzo pilastro si articola nella selezione strategica dei casi di studio. L'analisi si concentra su quattro contesti nazionali – Italia, Spagna, Olanda e Germania, selezionati secondo il principio, evidenziato [14] e dalla mappatura [15], questi paesi rappresentano gli esempi più maturi e differenziati nell'implementazione della Direttiva *RED II*.

Questa strategia comparativa presenta vantaggi specifici rispetto ad approcci basati su studi di casi singoli nazionali. Tuttavia, questo approccio incorpora limitazioni, la comparabilità funzionale: sistemi che incentivano oggetti diversi (energia virtualmente condivisa vs. produzione totale) operano secondo logiche economiche fondamentalmente differenti. Il Parametro Economico Globale (PEG), costruito come somma algebrica di M1, M2 e M3, rappresenta quindi una semplificazione che permette confronti quantitativi.

### **2.8.3 Delimitazione metodologica: la CER come unità di analisi aggregata**

Una scelta metodologica che caratterizza questa ricerca riguarda la definizione dell'unità di analisi, dove differentemente da approcci che esaminano le CER dal punto di vista dei singoli membri [30] [31], questa considera la comunità energetica come sistema aggregato. Questa scelta deriva da una considerazione teorica fondamentale secondo cui i meccanismi nazionali di remunerazione sono disegnati per incentivare comportamenti a livello di comunità. La prima implicazione di questo approccio riguarda la neutralità rispetto ai meccanismi di allocazione interna, poiché all'interno di ogni CER i benefici economici aggregati vengono redistribuiti ai membri secondo criteri che

possono variare significativamente, includendo svariati modelli di distribuzione dei vantaggi economici. Il framework basato su M1-M2-M3 e PEG cattura la generazione complessiva di valore ma rimane agnostico rispetto alle modalità distributive interne, il che significa che due CER con PEG identico potrebbero generare utilità molto diverse per i singoli membri a seconda delle regole di allocazione adottate. Mentre la letteratura su meccanismi di allocazione interna è in rapida espansione [32] [23], manca un framework comparativo sui meccanismi nazionali che operano a monte. Adottare la CER come unità aggregata significa che i risultati fotografano la performance in un dato momento, ma non catturano dinamiche evolutive come l'entrata o l'uscita di membri, l'espansione della capacità produttiva, o cambiamenti nelle regole di governance interna, rendendo quindi l'analisi di natura statica-comparativa. In sintesi, la scelta della CER come sistema aggregato quale unità di analisi riflette una precisa strategia metodologica che privilegia la comparabilità cross-nazionale e l'isolamento degli effetti di policy nazionale rispetto alla profondità nell'analisi delle dinamiche interne.

## **2.8.4 Definizioni dei flussi energetici e notazione**

La quantificazione dei flussi energetici nelle CER si basa su principi fondamentali che variano significativamente tra i diversi paesi europei. Mentre alcuni concetti rimangono universali, l'implementazione pratica riflette le diverse strategie normative adottate dalle singole nazioni.

L'energia prodotta  $E^P$  rappresenta l'energia generata dai singoli impianti della comunità. Quando la produzione locale supera il consumo immediato, l'eccesso viene immesso nella rete pubblica come energia esportata  $E^{EX}$ . Al contrario, quando il fabbisogno energetico supera la disponibilità locale, la differenza viene soddisfatta attraverso il prelievo dalla rete pubblica, energia importata  $E^{IM}$ . Il termine  $TOT$  si riferisce alla somma aggregata di tutti i parametri relativi ai membri della comunità energetica.

L'autoconsumo individuale  $E^{AC}$  costituisce il pilastro fondamentale di questi sistemi, rappresentando la quantità di energia che ogni utente utilizza direttamente dalla propria produzione senza transitare attraverso la rete elettrica. Questo valore corrisponde sempre al minimo tra l'energia prodotta e quella consumata nello stesso intervallo temporale, non sapendo a quanto corrisponde l'energia consumata, il valore verrà calcolato attraverso la formula  $E^{AC} = (E^P - E^{EX})$ .

A livello di comunità, i parametri energetici rilevanti sono: l'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ), l'energia immessa nella rete ( $E^I$ ) e l'energia assorbita dalla rete ( $E^A$ ).  $E^{VC}$  introduce un meccanismo più sofisticato attraverso il quale i membri possono beneficiare dell'energia prodotta collettivamente dal gruppo. Questo sistema opera attraverso un matching virtuale tra i surplus di produzione e gli eccessi di consumo all'interno della comunità, quantificato come il minimo tra il totale dell'energia esportata da tutti i produttori ( $E^{EX}_{TOT}$ ) e il totale dell'energia importata da tutti i consumatori ( $E^{IM}_{TOT}$ ), perciò  $E^{VC} =$

$(E^{EX}_{TOT}, E^{IM}_{TOT})_{min}$ .  $E^I$  è la somma di tutta l'energia esportata  $E^{EX}$  dai singoli membri (da  $i=1$  a  $N$ ) meno l'energia virtualmente condivisa  $E^{VC}$ , invece  $E^A$  è la somma di tutta l'energia importata  $E^{IM}$  dai singoli membri (da  $i=1$  a  $N$ ) meno l'energia virtualmente condivisa  $E^{VC}$ .

Le differenze implementative tra paesi sono particolarmente significative. Il modello tedesco FFI rappresenta un approccio radicalmente diverso, eliminando completamente l'autoconsumo individuale e dirigendo tutta la produzione verso la rete elettrica. Questo contrasta nettamente con gli altri sistemi europei, che permettono la valorizzazione dell'autoconsumo dietro il contatore. La condivisione energetica comunitaria trova attualmente applicazione specifica in Italia Spagna e Olanda, dove esistono normative dedicate alle CER che supportano questo meccanismo di distribuzione virtuale dell'energia. La Figura 12 e la Figura 13 rappresentano visivamente gli schemi energetici adoperati rispettivamente per le singole utenze e per l'intera comunità, corrispondenti rispettivamente al confine fisico del singolo utente e al confine aggregato dell'intera comunità.

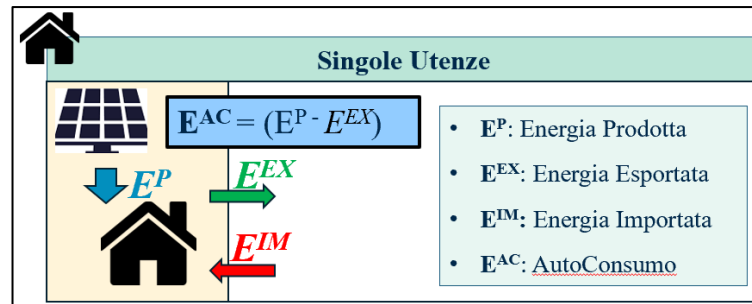


Figura 12 Schema energetico delle singole utenze

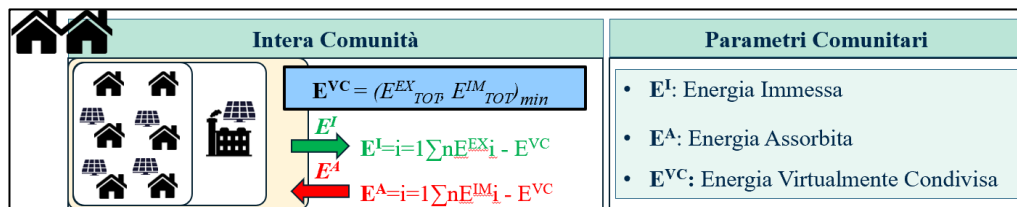


Figura 13 Schema energetico dell'intera comunità

A livello di singola utenza Figura 12 ogni membro della CER può essere modellato come un nodo che produce energia ( $E^P$ ) e scambia energia con la rete pubblica attraverso flussi bidirezionali: l'energia importata ( $E^{IM}$ ) quando il consumo supera la produzione, e l'energia esportata ( $E^{EX}$ ) quando si verifica il surplus energetico. L'autoconsumo individuale ( $E^{AC}$ ) rappresenta la quota di energia prodotta e consumata dietro il contatore senza transitare nella rete, calcolata come differenza fra produzione fotovoltaica ed export verso la rete nazionale.

A livello di comunità aggregata Figura 13, i confini fisici si espandono per includere tutti i membri. I flussi individuali di import ed export si combinano per generare due



nuove grandezze rilevanti: l'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ), che rappresenta il matching tra surplus aggregati di produzione ed eccessi aggregati di consumo all'interno della comunità, e i flussi netti verso la rete esterna: energia immessa totale ( $E^I$ ) ed energia assorbita totale ( $E^A$ ).

La relazione matematica che connette i due livelli è:

- $E^{VC} = (\sum E_i^{EX}, \sum E_i^{IM})_{\min}$
- $E^I = \sum E_i^{EX} - E^{VC}$
- $E^A = \sum E_i^{IM} - E^{VC}$

Questa doppia rappresentazione evidenzia come le CER operino simultaneamente su due scale: quella individuale, dove si genera il risparmio da autoconsumo (M1), e quella collettiva, dove emerge il valore della condivisione comunitaria (M2). Il surplus che eccede entrambi i livelli si manifesta come energia esportata verso la rete esterna, generando il ricavo M3.

### 2.8.5 Precisazione metodologica sul Parametro Economico Globale

Il Parametro Economico Globale (PEG), introdotto concettualmente nel capitolo 2.1 e qui applicato, è definito come la somma algebrica delle tre componenti economiche fondamentali:

$$[\text{€}] \text{ PEG} = \text{M1} + \text{M2} + \text{M3}$$

dove:

- M1 rappresenta il risparmio da autoconsumo individuale
- M2 quantifica l'incentivo sulla dimensione comunitaria
- M3 cattura i ricavi dall'energia esportata

Questa aggregazione lineare permette di sintetizzare in un'unica metrica la performance economica complessiva di una CER, facilitando confronti quantitativi tra contesti nazionali diversi. Tuttavia, il framework M1-M2-M3 e PEG viene applicato uniformemente a tutti i contesti nazionali, utilizzando le definizioni operative per i flussi energetici ( $E^P$ ,  $E^C$ ,  $E^{AC}$ ,  $E^{VC}$ ,  $E^I$ ,  $E^A$ ), questa standardizzazione è condizione necessaria per la comparabilità quantitativa.

Tuttavia, questa uniformità procedurale varia profondamente tra contesti, prendiamo M2 (incentivo comunitario) come esempio:

- In Italia,  $M2 = E^{VC} \times (\text{TIP} + \text{TRASE})$  incentiva il matching orario tra produzione e consumo locale, operando attraverso un meccanismo di trasferimento statale posticipato gestito dalla comunità
- In Spagna,  $M2 = \sum E^{VC}_{\text{BETA}} \times \text{costo energia}$  rappresenta uno sconto diretto in bolletta basato su coefficienti di ripartizione fisica, senza transito di denaro attraverso la comunità

- In Germania FFI,  $M2 = 0$ , eliminando completamente la dimensione comunitaria della remunerazione

Questi non rappresentano solo 3 valori diversi della stessa variabile ma 3 approcci differenti. I tre componenti possono avere significati economici non equivalenti dal punto di vista del rischio e della stabilità. M1 (autoconsumo) è un risparmio certo e immediato con rischio nullo; M2 (incentivo comunitario) in Italia è garantito per 20 anni con rischio normativo moderato; M3 (vendita in rete) è esposto alla volatilità dei prezzi di mercato con rischio elevato. Aggregare linearmente questi tre elementi nel PEG semplifica certamente la trattazione e permette confronti immediati tra diversi contesti nazionali, ma comporta inevitabilmente una perdita di informazioni sulla struttura del rischio. In conclusione, l'approccio adottato in questa ricerca si può sintetizzare attraverso il principio della comparabilità procedurale: l'obiettivo non è valutare quale meccanismo sia migliore in senso assoluto, ma comprendere come ciascun sistema nazionale bilanci diversamente queste tre componenti.

## **2.8.6 Domande di ricerca operative**

La ricerca si articola attorno alla domanda principale del capitolo 1: come funzionano i diversi meccanismi nazionali di remunerazione delle CER, e come rispondono all'eterogeneità? L'obiettivo non è identificare un sistema ottimale universale, ma comprendere i trade-off specifici di ciascun modello.

La prima sotto-domanda riprende la dimensione compositiva del capitolo 1: *in che modo i meccanismi nazionali reagiscono alle variazioni nella composizione della comunità?* Operativamente, si indaga quanto varia il PEG al cambiare del mix di membri e quali meccanismi siano più sensibili a tali variazioni. L'analisi confronta tre scenari: la configurazione Baseline con mix residenziale-industriale; lo Scenario 1 senza componente industriale; lo Scenario 2 con espansione residenziale.

La seconda sotto-domanda riprende la dimensione temporale-stagionale introdotta nel Capitolo 1: *Come la stagionalità della produzione rinnovabile amplifica o riduce le differenze prestazionali tra i meccanismi nazionali?* Operativamente, questa dimensione stagionale viene investigata attraverso il confronto sistematico tra due mesi rappresentativi: gennaio, periodo di minima produzione fotovoltaica caratterizzato da bassa irradiazione solare e ridotta disponibilità di energia condivisibile, e luglio, periodo di massima produzione con elevato irraggiamento e significativi surplus esportabili. L'analisi indaga specificamente se e come la variazione stagionale dei flussi energetici ( $E^P$ ,  $E^{VC}$ ,  $E^{EX}$ ) si traduca in variazioni corrispondenti del PEG e dei suoi componenti.

Le ipotesi operative guidano l'interpretazione dei risultati. La prima prevede che sistemi con elevati incentivi comunitari (ITA) mostrino maggiore variabilità del PEG rispetto a sistemi individuali ( $DEU_{FFI}$ ), poiché M2 dipende dal matching tra produzione e consumo collettivo. La seconda ipotizza che la differenza inverno-estate sia più

accentuata per sistemi incentivanti la condivisione (ITA, ESP) rispetto a feed-in totali (DEU), dato che la condivisione richiede surplus locale concentrato in estate.

## **2.9 Framework analitico: meccanismi di remunerazione**

### **2.9.1 Concettualizzazione dei meccanismi di incentivazione economica (M1-M2-M3)**

Il framework analitico sviluppato in questa analisi si fonda sulla scomposizione dei flussi economici delle CER in tre componenti fondamentali, ciascuna corrispondente a una diversa modalità di generazione del valore economico.

**M1** rappresenta il risparmio economico derivante dall'autoconsumo: producendo e consumando direttamente l'energia del tuo impianto, eviti di acquistarla dalla rete.

**M2** cattura il valore della dimensione collettiva e comunitaria. Questa componente quantifica i benefici economici generati specificamente attraverso meccanismi che richiedono o incentivano il coordinamento a livello di comunità. Dal punto di vista concettuale, M2 rappresenta quindi il *"premio economico allo spirito comunitario"*. La sua definizione operativa varia radicalmente tra contesti nazionali, riflettendo diverse filosofie di policy:

- Nei sistemi di incentivazione della condivisione virtuale (Italia), M2 remunera l'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ) attraverso trasferimenti statali.
- Nei sistemi di redistribuzione fisica (Spagna), M2 rappresenta lo sconto in bolletta ottenuto dai membri che consumano la quota di energia comunitaria loro assegnata secondo criteri predefiniti.
- In Olanda  $M2=0$ .
- Nei sistemi individualistici (Germania FI e FFI),  $M2 = 0$ , indicando l'assenza di qualsiasi dimensione comunitaria nella remunerazione.

**M3** quantifica il valore di mercato dell'energia esportata verso la rete pubblica. Operativamente definita come il ricavo ottenuto dalla vendita dell'energia non utilizzata localmente e immessa nella rete pubblica, questa componente connette la CER ai mercati energetici esterni. M3 può assumere forme diverse a seconda dei meccanismi nazionali:

- Ricavi di mercato, dove l'energia viene venduta ai prezzi zonali ( $P_z$ ) orari del mercato all'ingrosso.
- Feed-in Tariff garantite, dove l'energia esportata viene remunerata a tariffe fisse indipendenti dalle fluttuazioni di mercato.

- Sistemi ibridi, con tariffe garantite fino a un volume massimo e ricavi di mercato per l'eccedenza.
- Full Feed-in, dove tutta la produzione (non solo l'eccedenza) viene ceduta alla rete.

La Figura 14 sintetizza visivamente la distribuzione geografica dei macro-meccanismi di incentivazione analizzati, evidenziando le scelte strategiche distintive di ciascun paese. Per visualizzare sinteticamente le differenze strutturali tra i 4 meccanismi nazionali analizzati, è utile una rappresentazione grafica che mostri l'oggetto primario di incentivazione (energia virtualmente condivisa vs. produzione totale o export). La Figura 14 fornisce questa mappatura comparativa attraverso un'infografica che posiziona geograficamente i paesi e utilizza codici cromatici per distinguere le tre componenti M1-M2-M3. La rappresentazione evidenzia come Italia e Spagna condividano l'approccio centrato sulla condivisione energetica comunitaria (M2 elevato), mentre Germania e Olanda adottino logiche differenti orientate rispettivamente al ricavo M3.

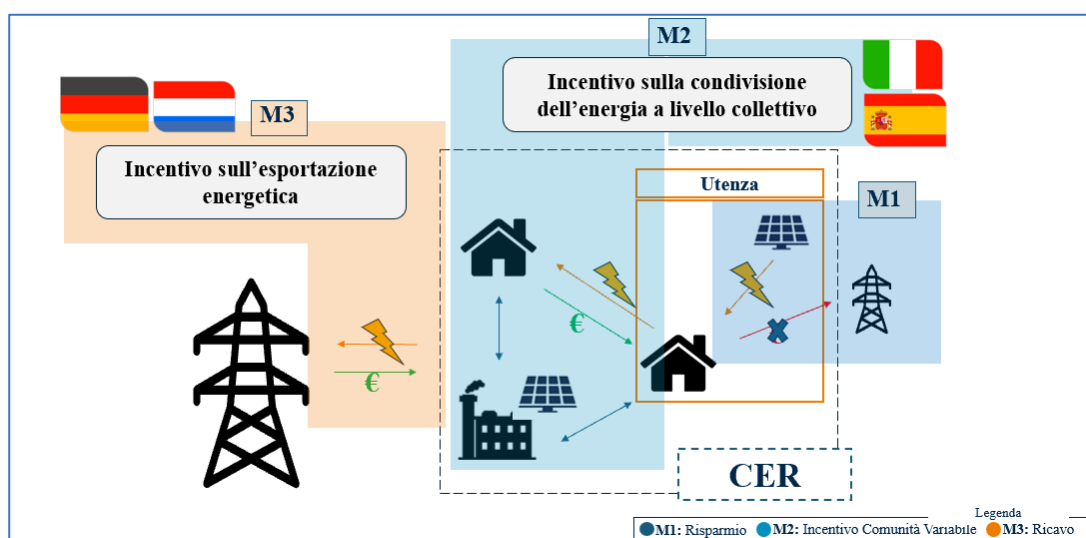


Figura 14 Mappatura comparativa dei macro-meccanismi di incentivazione (M1-M2-M3) nei sistemi nazionali europei

## 2.9.2 Costruzione Parametro Economico Globale (PEG)

Il Parametro Economico Globale è definito come la somma algebrica delle tre componenti:

$$[\text{€}] \text{ PEG} = \text{M1} + \text{M2} + \text{M3}$$

Questa semplice addizione rappresenta il valore economico totale generato dalla CER nel periodo di osservazione, aggregando risparmi, incentivi e ricavi indipendentemente dalla loro natura o provenienza. Si assume che il PEG consideri solo i ricavi della CER

escludendo i costi operativi (amministrazione, manutenzione, transazione), in quanto l'analisi si focalizza sul confronto tra diversi meccanismi di remunerazione.

### **2.9.3 Dimensioni critiche di variazione tra sistemi**

L'eterogeneità dei meccanismi nazionali di remunerazione delle CER può essere analizzata sistematicamente attraverso sei dimensioni critiche che catturano le scelte fondamentali di policy design. Queste dimensioni non sono semplicemente caratteristiche descrittive, ma variabili strutturali che determinano come i sistemi rispondono a variazioni contestuali.

**Dimensione 1: Oggetto dell'incentivazione principale**, questa dimensione identifica quale flusso energetico viene specificamente incentivato dal meccanismo nazionale.

**Dimensione 2: Modalità di gestione dei benefici**, questa dimensione cattura se e come i benefici economici transitano attraverso un soggetto collettivo:

- **Gestione collettiva con redistribuzione interna**: incentivi erogati alla comunità che redistribuisce secondo regole statutarie (Italia, Olanda)
- **Attribuzione diretta fisica**: benefici si manifestano come sconti automatici in bolletta individuale (Spagna)
- **Attribuzione individuale**: ogni membro riceve incentivi direttamente senza intermediazione comunitaria (Germania)

**Dimensione 3: Durata e stabilità dell'incentivazione**, questa dimensione quantifica l'orizzonte temporale del supporto economico.

**Dimensione 4: Presenza e natura dei vincoli redistributivi**, questa dimensione identifica se esistono limitazioni normative su chi può beneficiare degli incentivi:

- **Vincoli sociali sulle eccedenze**: surplus sopra-soglia deve andare a consumatori non-industriali o finalità sociali (Italia)
- **Vincoli sulla partecipazione**: limiti su peso decisionale di singoli membri o tipologie (Germania: max 10% voti/membro)
- **Assenza di vincoli**: piena autonomia statutaria nella redistribuzione (Spagna, Olanda)

**Dimensione 5: Trattamento dei costi di rete**, questa dimensione specifica se e come l'energia comunitaria riceve esenzioni da oneri di trasporto e distribuzione.

**Dimensione 6: Variabilità e indicizzazione dell'incentivo**, questa dimensione cattura se l'incentivo è fisso o varia in funzione di condizioni esterne:

- **Incentivo variabile**: alto quando prezzi bassi, basso quando prezzi alti (Italia: TIP inversamente correlata a Pz)
- **Incentivo fisso garantito**: tariffa costante per tutta la durata (Germania FFI)
- **Incentivo auto-regolante**: varia annualmente con mercato storico (Olanda: LBA corregge per prezzi passati)
- **Nessun incentivo aggiuntivo**: solo risparmio da costi evitati (Spagna per energia virtualmente condivisa)

La Tabella 2 fornisce una sintesi comparativa multidimensionale dei meccanismi nazionali analizzati, strutturata secondo le sei dimensioni critiche precedentemente identificate. Questa matrice permette di visualizzare immediatamente le caratteristiche di ciascun sistema, evidenziando come non esista un modello dominante.

*Tabella 2 Matrice di comparabilità funzionale dei meccanismi nazionali*

Dimensione	ITA	ESP	NLD	DEU <sub>FI</sub>	DEU <sub>FFI</sub>
<b>1. Oggetto incentivazione</b>	E <sup>VC</sup> (matching orario)	E <sup>VC</sup> via $\beta$ (allocazione fisica)	Kleinverbruikers: E <sup>P</sup> Grootverbruikers: E <sup>P</sup> + E <sup>AC</sup>	E <sup>EX</sup> (solo export)	E <sup>P</sup> totale (no autoconsumo)
<b>2. Gestione benefici</b>	Collettiva con redistribuzione	Diretta fisica (sconto bolletta)	Collettiva con redistribuzione	Individuale diretta	Individuale diretta
<b>3. Durata incentivo</b>	TiP sull'energia virtualmente condivisa per 20 anni	Ripartizione gratuita dell'energia secondo coeff. $\beta$ per l'autoconsumo collettivo, sistema permanente senza scadenza temporale [24].	Feed-in con Floor Variabile sull'energia prodotta per 15 anni [29]	Fixed feed-in tariffs sull'energia per 20 anni [26]	TiP sull'energia virtualmente condivisa per 20 anni
<b>4. Vincoli redistributivi</b>	Sì (eccedenze alle non-industrie)	No	No	Sì (governance: max 10%/membro)	Sì (governance: max 10%/membro)
<b>5. Costi di rete</b>	Rimborso parziale (TRASE)	Esenzione totale	Nessuna esenzione	Nessuna esenzione	Nessuna esenzione
<b>6. Variabilità incentivo</b>	Anti-ciclica (TIP con Pz)	Fisso (zero costi)	Auto-regolante (LBA annuale)	Fisso (FiT)	Fisso (FFiT)

La Tabella 3 rappresenta la formalizzazione matematica dei meccanismi economici nazionali attraverso le equazioni operative di M1, M2 e M3. Questa sintesi rivela come meccanismi apparentemente simili nascondano logiche computazionali profondamente diverse, queste formule operative costituiscono la base algoritmica per l'analisi quantitativa comparativa che seguirà nei capitoli successivi. La distribuzione non è casuale ma riflette scelte politiche consapevoli: i sistemi comunitari privilegiano l'ottimizzazione locale dei flussi energetici e la riduzione della congestione di rete, mentre i sistemi individuali massimizzano la produzione rinnovabile aggregata indipendentemente dall'utilizzo. Nelle Tabella 3 sono stati separati i casi tedeschi e olandesi per facilitare la comprensione delle diverse configurazioni normative. Per

l'Olanda si distingue tra *kleinverbruikersaansluiting (KVA)* e *grootverbruikersaansluiting (GVA)*, mentre per la Germania si differenziano le formule applicabili alle configurazioni di FI e Full FI.

*Tabella 3 Sintesi del calcolo dei ricavi per Paese*

	ITA	ESP	NLD <sub>KVA</sub>	NLD <sub>GVA</sub>	DEU <sub>FI</sub>	DEU <sub>FFI</sub>
<b>M1</b>	$E^{AC} \times \text{costo totale energia acquistata}$	$E^{AC} \times \text{costo totale energia acquistata}$	N/D	$E^{AC} \times \text{costo totale energia acquistata} - \text{costo acquisto energia da cooperativa (ipotizzato 5 ct/kWh)}$	$E^{AC} \times \text{costo totale energia acquistata}$	N/D
<b>M2</b>	$E^{VC} \times (TIP + TRASE)$	$\Sigma E^{VC}_{BETA} \times \text{costo totale energia acquistata}$	N/D	N/D	N/D	N/D
<b>M3</b>	$E^I \times \text{prezzo di mercato}$	$E^I \times \text{prezzo di mercato}$	$E^P \times FiT$	$(BA - LBA)_{\text{imessa-in-rete}} \times (E^P - E^{AC}_{\text{Utenza-ospitante}}) + (BA - LBA)_{\text{autoconsumata}} \times (E^{AC}_{\text{Utenza-ospitante}}) + E^{AC}_{\text{Utenza-ospitante}} \times 5 \text{ ct./kWh (valore ipotizzato)}$	$E^I \times FiT$	$E^P \times FiT$

La Tabella 4 completa il quadro comparativo mappando i vincoli operativi concreti che delimitano il perimetro di applicabilità di ciascun meccanismo nazionale, rivelando una significativa eterogeneità anche in questa dimensione.

*Tabella 4 Vincoli Operativi e Boundary Conditions*

Vincolo	ITA	ESP	NLD	DEU
<b>Capacità massima</b>	1 MW	5 MW [33]	Limite minimo di 15 kWp e massimo di 6 MWp per comunità [29] - Limite massimo di 5 kWp di fotovoltaico per utente [34].	6 MW limite per le CE, dopo necessaria partecipazione ad aste [26]
<b>Limite geografico</b>	Sotto stessa cabina primaria	Stessa referenza catastale + 0,5km (distanza dai consumatori associati) estendibile a 5km (se rispettati i vincoli di Tecnologia – Potenza - Ubicazione – Collegamento) [33]	Postcode-rose area [35]	Almeno il 75% dei soci deve risiedere entro 50 km dall'impianto [26]
<b>Partecipazione PMI</b>	Permessa	Permessa	Permessa	Permessa
<b>Requisiti membri/potenza</b>	-	-	Almeno 1 membro 5 kWp 15 utenti minimo Limite minimo di 15 kWp	50 persone fisiche minimo

I vincoli operativi rivelano trade-off tra inclusività e controllo comunitario. L'Italia è l'unico paese che limita esplicitamente i benefici per le utenze industriali, riflettendo una prioritizzazione normativa della dimensione sociale. L'Olanda impone una soglia minima di 15 kWp che esclude singole utenze domestiche senza aggregazione, mentre il requisito di 1 membro ogni 5 kWp garantisce che l'espansione della capacità produttiva sia accompagnata da proporzionale allargamento della base associativa.

## **2.10 Conclusione**

L'analisi comparativa rivela l'assenza di un modello universale per le CER, con ogni paese che ha sviluppato approcci distintivi calibrati su obiettivi strategici specifici.

La prima discriminante emerge nell'oggetto di incentivazione: Italia e Spagna incentivano l'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ) per ottimizzare l'utilizzo della rete locale, mentre Germania e Olanda privilegiano la produzione totale ( $E^P$ ) per massimizzare la capacità rinnovabile installata.

Le architetture di intermediazione variano radicalmente: Italia e Olanda adottano gestione collettiva con redistribuzione, conferendo autonomia decisionale alle comunità; la Spagna implementa attribuzione fisica diretta tramite coefficienti  $\beta$ , semplificando la gestione ma eliminando l'intermediazione comunitaria; la Germania configura le *Bürgerenergiegesellschaft* come aggregatori procedurali con benefici strettamente individuali.

La dimensione sociale emerge distintamente nel modello italiano, unico a incorporare vincoli redistributivi che limitano i benefici per le utenze industriali e destinano le eccedenze a finalità sociali territoriali. Gli altri paesi mantengono piena autonomia statutaria (Spagna, Olanda) o assenza di gestione collettiva (Germania).

Il trattamento dei costi di rete differenzia ulteriormente i sistemi: esenzione totale in Spagna (principale incentivo economico), rimborso parziale TRASE in Italia (doppia incentivazione) e totale assenza di esenzioni in Olanda e Germania. La stabilità temporale varia da 20 anni (Italia, Germania) a 15 anni (Olanda) fino all'assenza di scadenza fissa (Spagna).

Il framework M1-M2-M3 ha permesso di confrontare sistemi strutturalmente eterogenei, rivelando come le diverse scelte di policy si traducano in distinte distribuzioni del valore tra i paesi analizzati. Italia e Spagna massimizzano la componente M2, privilegiando l'incentivazione della quota immessa in rete dalla comunità. La Germania, nel regime FFI, concentra l'intera incentivazione su M3 (esportazione verso la rete), caratterizzandosi per l'assenza totale di M2 sia nel caso FFI che FI, e per l'assenza di autoconsumo (M1) nel regime FFI.

Questo framework metodologico costituisce lo strumento analitico fondamentale per quantificare, nei capitoli successivi, come questi differenti equilibri si traducano in performance economiche concrete.



### **3. Applicazione del framework M1-M2-M3: disegno della ricerca e caso studio**

Questo capitolo applica il framework M1-M2-M3 sviluppato nel capitolo precedente a un caso studio, permettendo il confronto quantitativo dei 4 meccanismi nazionali (Italia, Spagna, Olanda, Germania) su dati reali di produzione, import ed export energetico.

Lo studio adotta un approccio che considera l'insieme delle CER piuttosto che i singoli utenti, fornendo una visione d'insieme del fenomeno. Questa scelta permette una comprensione più ampia e significativa delle dinamiche delle CER nel contesto europeo. L'analisi energetica condotta si fonda sul confronto di 3 scenari distinti applicati al medesimo dataset.

Lo Scenario Baseline (scenario di riferimento) riproduce il dataset originale, ma con la sola presenza dell'utenza industriale più energivora, lo Scenario 1 elimina completamente la componente industriale per simulare una condizione ipotetica priva di grandi consumatori energetici. Questa configurazione consente di valutare con precisione gli effetti della rimozione di quegli utenti che, pur caratterizzandosi per consumi particolarmente elevati, contribuiscono in misura relativamente modesta alla produzione energetica locale rispetto a quella che prelevano dalla rete elettrica.

Lo Scenario 2 adotta un approccio diverso raddoppiando la componente residenziale presente nel sistema, questo scenario mantiene le medesime ipotesi metodologiche adottate per gli altri due casi di studio.

L'intera analisi viene sviluppata considerando 2 distinti periodi stagionali che presentano caratteristiche energetiche sostanzialmente diverse. Il periodo estivo (luglio) rappresenta la condizione di massima produttività fotovoltaica, caratterizzata da elevato irraggiamento solare e significativi surplus energetici disponibili per la condivisione o l'esportazione. Il periodo invernale (gennaio) costituisce invece lo scenario opposto, con produzione fotovoltaica minima e conseguente elevata dipendenza dalla rete elettrica esterna.

Questi 2 mesi sono stati selezionati come casi rappresentativi che, considerati congiuntamente, permettono di comprendere come i meccanismi nazionali di remunerazione rispondano alle condizioni operative che una CER affronta. L'analisi comparata estate-inverno rivela se e come si modifica la composizione del valore economico (PEG) tra le componenti M1, M2 e M3, al variare delle condizioni stagionali, evidenziando punti di forza e vulnerabilità dei diversi sistemi di incentivazione.

## **3.1 Disegno della ricerca**

### **3.1.1 Introduzione al dataset di riferimento**

L'analisi empirica si basa sul dataset "*household\_data*" proveniente dall'Open Power System Data (OPSD) [36], un'iniziativa open-source che aggrega misurazioni di produzione fotovoltaica, import ed export energetico da installazioni residenziali e commerciali situate nella Germania meridionale (Baden-Württemberg). Il dataset copre il periodo giugno 2016 - febbraio 2017 con risoluzione oraria e comprende 9 utenze totali: 6 residenziali e 3 industriali, di cui 7 dotate di impianto fotovoltaico, di potenza fotovoltaica aggregata stimata di 79 kWp (con maggiorazione del 20% sui picchi osservati). Una descrizione dettagliata delle caratteristiche tecniche del dataset e della composizione delle utenze è fornita nella sezione 3.3.

### **3.1.2 Domanda di ricerca operativa**

Ricordando che l'obiettivo **NON** è valutare la composizione ottimale delle CER, ma confrontare la risposta strutturale di meccanismi eterogenei alle stesse condizioni energetiche, la domanda centrale può essere articolata in:

**Comparazione strutturale:** *Come si distribuisce il valore economico (PEG) tra le componenti M1 (risparmio individuale), M2 (incentivo comunitario) e M3 (ricavo da esportazione) nei 4 meccanismi nazionali analizzati?*

**Sensibilità compositiva:** *In che misura le performance economiche relative dei meccanismi sono influenzate dalla composizione della comunità (presenza/assenza di grandi consumatori, scala operativa)?*

### **3.1.3 Strategia comparativa**

La strategia adottata si fonda su un approccio comparativo che permette di comprendere l'effetto dei meccanismi di incentivazione fra i 4 contesti nazionali analizzati (Italia, Spagna, Olanda, Germania). Tramite il medesimo dataset energetico che viene applicato trasversalmente, il quale garantisce che le eventuali divergenze nei risultati economici siano attribuibili esclusivamente alle differenze strutturali nei sistemi di remunerazione, e non a variazioni nei profili energetici. Questa scelta costituisce il presupposto fondamentale per una comparazione, mantenendo invariati i dati di input, si riduce la complessità analitica e si evita l'introduzione di ulteriori parametri che potrebbero confondere l'interpretazione dei risultati.

Per comprendere come i meccanismi rispondano a diverse configurazioni comunitarie, l'analisi introduce variazioni controllate attraverso la costruzione di 3 scenari

distinti. Lo Scenario Baseline rappresenta la configurazione originaria del dataset, mentre gli Scenari 1 e 2 modificano la composizione dei membri mantenendo inalterato il profilo temporale dei flussi energetici. Questo disegno permette di valutare la sensibilità dei meccanismi alla presenza o assenza di grandi consumatori industriali, nonché agli effetti di scala derivanti dall'espansione della componente residenziale.

La dimensione temporale dell'analisi si concentra su 2 mesi rappresentativi che catturano l'estrema variabilità stagionale della produzione fotovoltaica: luglio, caratterizzato da elevata produttività e surplus energetico, e gennaio, periodo di minima produzione e dipendenza dalla rete. Questa scelta permette di osservare come la composizione del valore economico generato (PEG) tra le tre componenti M1, M2 e M3 si modifichi in funzione delle condizioni stagionali, evidenziando punti di forza e debolezza strutturali dei diversi meccanismi nazionali.

### **3.1.4 Logica degli scenari come variabili**

Il disegno della ricerca prevede la simulazione di 3 configurazioni della medesima CER sottoposta a differenti meccanismi nazionali di remunerazione. L'obiettivo è valutare la sensibilità dei sistemi di incentivazione a variazioni nella composizione dei membri, con particolare attenzione al ruolo dei grandi consumatori industriali caratterizzati da elevato fabbisogno energetico e scarsa capacità di autoproduzione. La configurazione Baseline costituisce il punto di riferimento rispetto al quale vengono valutate le variazioni compositive introdotte negli Scenari 1 e 2.

**Scenario Baseline** (configurazione di riferimento) visibile nella Figura 15 e Figura 16:

- **Composizione:** 6 utenze residenziali + 1 utenza industriale
- **Potenza installata PV:** 52 kWp (33 kWp residenziale + 19 kWp industriale)
- **Numero totale membri:** 7

Lo Scenario Baseline rappresenta la configurazione osservata nel dataset OPSD e funge da caso di riferimento per i successivi scenari. Questa configurazione presenta l'utenza industriale che assorbe circa il 97% del consumo energetico totale della comunità.

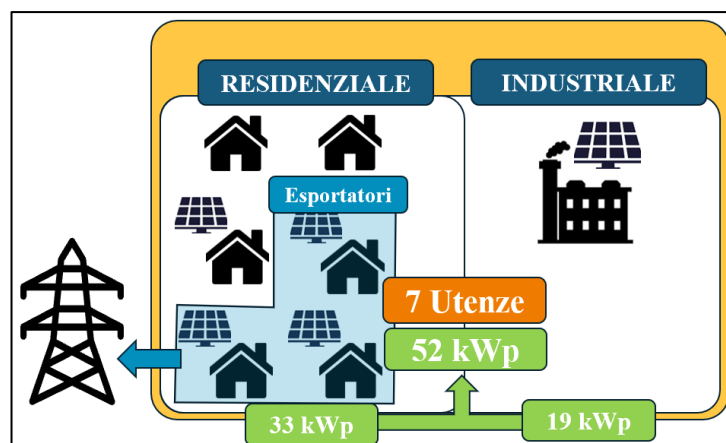


Figura 15 Scenario baseline

**Scenario 1** (rimozione grande consumatore) visibile in Figura 16:

- **Composizione:** 6 utenze residenziali + 0 utenze industriali
- **Potenza installata PV:** 33 kWp (solo residenziale)
- **Numero totale membri:** 6

Lo Scenario 1 rappresenta una comunità **esclusivamente residenziale**, permettendo di isolare l'effetto della presenza/assenza dell'utenza industriale sul comportamento dei meccanismi di incentivazione.

**Scenario 2** (espansione residenziale) visibile in Figura 16:

- **Composizione:** 12 utenze residenziali + 1 utenza industriale
- **Potenza installata PV:** 85 kWp (66 kWp residenziale + 19 kWp industriale)
- **Numero totale membri:** 13

Lo Scenario 2 simula un **raddoppio della componente residenziale** mantenendo invariata l'utenza industriale. Questo scenario testa la risposta dei meccanismi a un aumento della scala operativa della comunità con contestuale diluizione del peso relativo del grande consumatore.

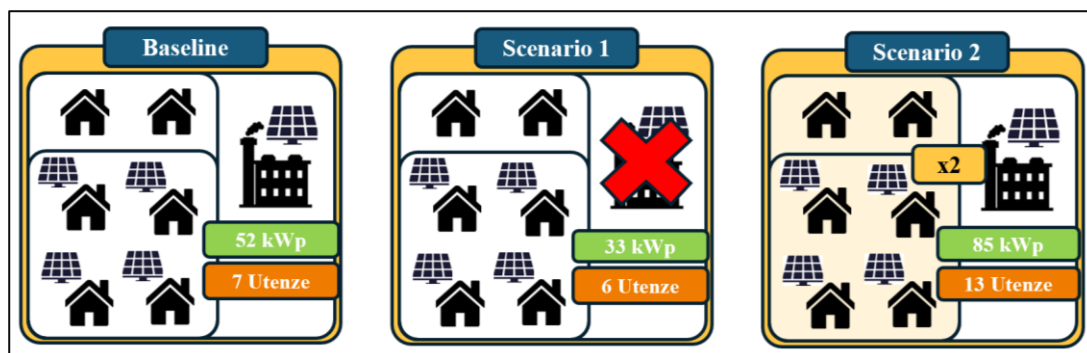


Figura 16 Scenario 1, 2 e baseline

La Tabella 5 fornisce una sintesi comparativa immediata delle caratteristiche distintive dei 3 scenari analizzati, evidenziando le variazioni nella composizione dei membri, nella capacità produttiva installata e nei fabbisogni energetici stagionali.

*Tabella 5 Quadro comparativo sintetico dei 3 scenari di analisi \*Legenda: R = Residenziale, I = Industriale*

Parametro	Baseline	Scenario 1	Scenario 2
<b>Numero utenze totali*</b>	7 (6R + 1I)	6 (6R + 0I)	13 (12R + 1I)
<b>Potenza PV installata [kWp]</b>	52,0 kWp	33,0 kWp	85,0 kWp
<b>E<sup>IM</sup> luglio [MWh]</b>	68,5 MWh	1,1 MWh	70 MWh
<b>E<sup>IM</sup> gennaio [MWh]</b>	58,9 MWh	3 MWh	62 MWh
<b>E<sup>P</sup> luglio [MWh]</b>	7,3 MWh	4,7 MWh	12 MWh
<b>E<sup>P</sup> gennaio [MWh]</b>	0,5 MWh	0,3 MWh	0,9 MWh
<b>Rapporto E<sup>P</sup> / E<sup>IM</sup> luglio [%]</b>	10,7 %	427 %	17 %
<b>Rapporto E<sup>P</sup> / E<sup>IM</sup> gennaio [%]</b>	0,1 %	10 %	0,1 %

Come visibile in Tabella 5 lo Scenario Baseline mostra un import di 68,5 MWh a luglio e 58,9 MWh a gennaio, evidenziando una relativa stabilità dei consumi. La produzione fotovoltaica invece presenta una marcata variabilità stagionale, passando da 7,3 MWh a luglio a soli 0,5 MWh a gennaio, con conseguente drastica riduzione del rapporto  $E^P / E^{IM}$  dal 10,7% estivo allo 0,1% invernale. Lo Scenario 1, privo dell'utenza industriale, mostra un import ridotto di 1,1 MWh a luglio contro 3 MWh a gennaio, configurandosi come comunità in surplus strutturale nel periodo estivo con un rapporto  $E^P / E^{IM}$  del 427%. Lo Scenario 2 mantiene un profilo simile al Baseline con 70 MWh di import a luglio e 62 MWh a gennaio, ma con produzione aumentata a 12 MWh estivi grazie al raddoppio della componente residenziale, migliorando il rapporto  $E^P / E^{IM}$  al 17% a luglio.

## 3.2 Natura metodologica dello studio

Il caso studio presentato in questo capitolo va interpretato come un esperimento metodologico piuttosto che come una simulazione di CER specifiche, questa distinzione è fondamentale per comprendere gli obiettivi e i limiti dell'analisi condotta.

L'approccio adottato non mira a riprodurre fedelmente le caratteristiche di una CER reale operante in un particolare contesto geografico o normativo, né intende fornire previsioni quantitative sui ricavi effettivi che tali comunità potrebbero generare. L'obiettivo primario è invece quello di utilizzare dati energetici come terreno di test controllato per il framework M1-M2-M3, permettendo di testare empiricamente le proprietà strutturali dei 4 meccanismi nazionali di remunerazione analizzati.

Questo comporta implicazioni importanti per l'interpretazione dei risultati, i valori assoluti del Parametro Economico Globale (PEG) ottenuti dall'applicazione dei diversi meccanismi non devono essere letti come stime predittive, quanto piuttosto come indicatori comparativi che rivelano le differenze strutturali nei modelli di incentivazione.

Ciò che emerge dall'analisi non è *"quanto guadagna una CER italiana rispetto a una spagnola"*, ma piuttosto *"come i meccanismi italiani e spagnoli distribuiscono diversamente il valore economico tra risparmio individuale (M1), incentivo comunitario (M2) e ricavo da export (M3) di fronte agli stessi flussi energetici"*.

La scelta di applicare lo stesso dataset energetico a contesti normativi diversi costituisce quindi una strategia deliberata per isolare l'effetto dei meccanismi dalle variabili energetiche, trasformando il caso studio in un esperimento comparativo dove l'unica variabile che cambia è il sistema di remunerazione. In questo senso, il caso studio fornisce un banco di prova per il framework analitico sviluppato, testando la sua capacità di rendere confrontabili sistemi normativi eterogenei attraverso la scomposizione comune in 3 componenti fondamentali.

### 3.3 Dataset OPSD

#### 3.3.1 Provenienza e copertura temporale

Il dataset utilizzato proviene dall'Open Power System Data (OPSD) *"household\_data"*, un'iniziativa open-source dedicata alla condivisione di dati energetici. L'analisi si basa sulla componente *"household\_data"*, che aggrega misurazioni continuative di produzione fotovoltaica, import ed export energetico provenienti da installazioni residenziali e commerciali situate nella Germania meridionale, specificamente nella regione del Baden-Württemberg. I dati sono stati raccolti nell'ambito di un progetto di ricerca che ha installato sistemi di misurazione avanzati su utenze selezionate, consentendo un monitoraggio dettagliato dei flussi energetici [36].

La finestra temporale coperta dal dataset si estende da giugno 2016 a febbraio 2017, per un totale di 9 mesi continuativi con risoluzione oraria. Questa copertura temporale, pur non essendo recentissima, presenta il vantaggio significativo di includere sia il periodo estivo di picco produttivo fotovoltaico sia quello invernale di minima produzione, permettendo un'analisi approfondita della variabilità stagionale che caratterizza i sistemi energetici basati su fonte solare. La granularità oraria dei dati consente inoltre di catturare con precisione le dinamiche di matching tra produzione e consumo, elemento cruciale per il calcolo dell'energia virtualmente condivisa  $E^{VC}$  nei meccanismi nazionali che premiano la contemporaneità. La Tabella 6 rappresenta il dataset originale utilizzato.

*Tabella 6 Descrizione del dataset - Caratteristiche tecniche [36].*

<b>Provenienza geografica</b>	Germania meridionale (Baden-Württemberg)
<b>Periodo temporale</b>	Giugno 2016 - febbraio 2017 (9 mesi continuativi)
<b>Risoluzione temporale</b>	Oraria
<b>Numero utenze monitorate</b>	9 totali (6 residenziali, 3 industriali)
<b>Tecnologia di generazione</b>	Fotovoltaico (7/9 utenze dotate di impianto)
<b>Tipologia di misure</b>	Grid_import ( $E^{IM}$ ) - Grid_export ( $E^{EX}$ ) - PV_production ( $E^P$ )

### 3.3.2 Struttura e tipologia delle misure

Il dataset analizzato è costituito da dati cumulativi relativi ai consumi e alla produzione energetica di un insieme di utenze, sia industriali che residenziali, la frequenza dei dati è oraria. In totale, sono presenti 9 utenze, di cui 7 dotate di impianto fotovoltaico: 3 tra le utenze industriali e 4 tra quelle residenziali. Inoltre, 3 delle utenze residenziali immettono energia nella rete elettrica (nello specifico: *residential3*, *residential4* e *residential6*), grazie alla produzione fotovoltaica in eccesso [36].

Per la definizione degli scenari di simulazione e del modello applicativo sono stati stabiliti parametri di base specifici. Il periodo di analisi comprende i mesi di luglio 2024, rappresentativo del periodo estivo, e gennaio 2025, rappresentativo di quello invernale, per catturare efficacemente la variabilità stagionale della produzione solare e dei consumi energetici. Per ciascuna delle 9 utenze monitorate, il dataset fornisce 3 serie tipi di dati forniti su risoluzione temporale oraria:

- **Grid\_import** ( $E^M$ ): Energia prelevata dalla rete pubblica [kWh], che appresenta il fabbisogno energetico non coperto dalla produzione locale.
- **Grid\_export** ( $E^{EX}$ ): Energia immessa nella rete pubblica [kWh], che è presente solo per le utenze con impianto fotovoltaico e indica la produzione locale eccedente il consumo istantaneo.
- **PV\_production** ( $E^P$ ): Produzione fotovoltaica misurata [kWh], disponibile per tutte le utenze dotate di impianto.

I dati relativi all'export e import energetico possono essere acquisiti dal gestore di rete, mentre i dati di produzione fotovoltaica (PV) sono stati ottenuti direttamente dall'impianto stesso, tramite misurazioni. Quando un impianto fotovoltaico genera energia elettrica, può verificarsi un export energetico verso la rete solo nel caso in cui non vi sia un autoconsumo totale dell'energia prodotta.

Le 3 utenze industriali sono tutte dotate di impianti fotovoltaici e quindi comprendono 2 tipi di misura, senza la componente di energia esportata (*grid\_export*):

- **industrial1**:  $grid\_import + pv$
- **industrial2**:  $grid\_import + pv$
- **industrial3**:  $grid\_import + pv$

Le 6 utenze residenziali, come rappresentato in Figura 15, sono così suddivise:

- **residential1**:  $grid\_import + pv$
- **residential2**:  $grid\_import$
- **residential3**:  $grid\_import + grid\_export + pv$
- **residential4**:  $grid\_import + grid\_export + pv$
- **residential5**:  $grid\_import$
- **residential6**:  $grid\_import + grid\_export + pv$

### 3.3.3 Capacità installata e potenze di picco

Questi dati sono stati dedotti dall'analisi dei dati originali, identificando il valore massimo di potenza fotovoltaica prodotta durante tutto il dataset per ciascuna installazione. Sul fronte industriale emergono installazioni di maggiore entità, ordinate per potenza crescente: *industrial1\_pv* da 8,0 kW, *industrial2\_pv* da 14,6 kW e *industrial3* da 16,3 kW, progettate per soddisfare le esigenze energetiche più consistenti del settore produttivo. Tra le installazioni residenziali si distinguono invece impianti fotovoltaici dimensionati per il fabbisogno domestico, anch'essi in ordine crescente di potenza: *residential1\_pv* da 8,2 kW, *residential3\_pv* da 3,4 kW, *residential4\_pv* da 8, mentre *residential6\_pv* da 7,4 kW. La somma complessiva delle potenze massime raggiunge i 66,2 kW, valore che rappresenta però una stima conservativa del potenziale energetico reale del sistema. Questa cifra costituisce infatti il minimo teorico, poiché la resa effettiva degli impianti fotovoltaici dipende fortemente dall'ottimizzazione dell'orientamento e dell'inclinazione dei pannelli, oltre che dalle condizioni meteorologiche e dall'efficienza complessiva del sistema.

Poiché i dati misurati riflettono la produzione effettiva in condizioni reali, dove fattori come orientamento non ottimale, ombreggiamento parziale e perdite di sistema influenzano il rendimento e la capacità nominale installata è stata stimata applicando una maggiorazione del 20% ai valori di picco osservati. Questa correzione tiene conto del gap tipico tra potenza di targa e prestazioni operative.

Considerando questi fattori, la potenza di picco effettiva potrebbe superare significativamente il valore nominale, con una maggiorazione stimabile del 20%, portando il sistema a una capacità produttiva compresa a 79,2 kW in condizioni ottimali di funzionamento. L'impianto di maggiore capacità è rappresentato dall'*industrial3\_pv* con una potenza nominale di 16,3 kW, che con l'applicazione di una maggiorazione del 20% arriva a 19,6 kW, all'estremo opposto si colloca il *residential3\_pv*, l'installazione di minore entità con una potenza nominale di 3,4 kW che passa a 4,1 kW.



### **3.4 Caratterizzazione energetica degli scenari**

#### **3.4.1 Profili temporali: stagionalità gennaio-luglio**

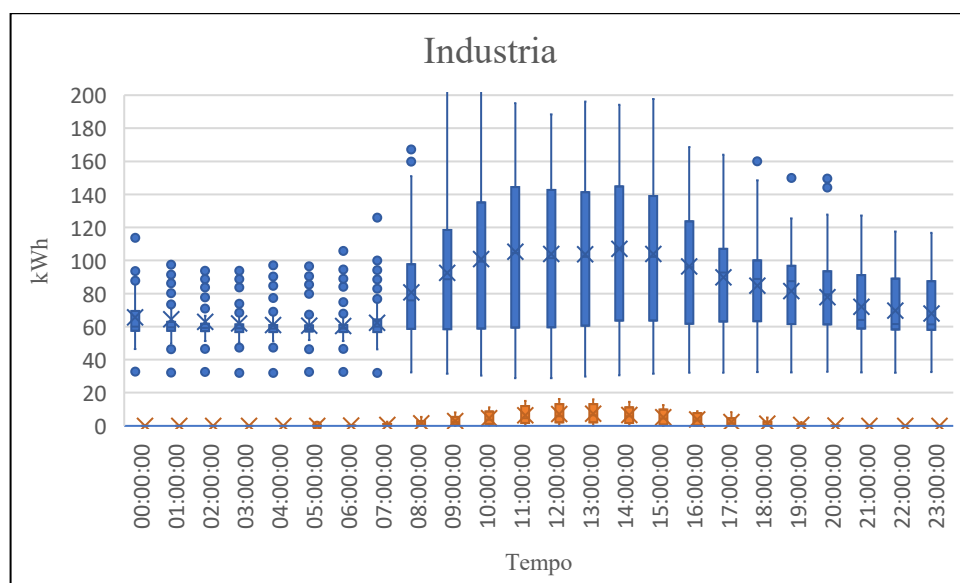
A gennaio tutta la produzione fotovoltaica viene autoconsumata istantaneamente, di conseguenza non esiste surplus esportabile né energia condivisibile. I meccanismi basati su M2 (incentivo alla condivisione) diventano economicamente irrilevanti in inverno. Questi pattern giustificano la scelta metodologica di condurre l'analisi separatamente per i 2 mesi, poiché la composizione del PEG (M1-M2-M3) varia drasticamente tra le stagioni, inverno ( $M2 \approx 0$ ) ed estate ( $M2$  significativo).

#### **3.4.2 Pattern caratteristici per tipologia di utenza**

##### **Nota metodologica: lettura dei grafici a baffi (box plot)**

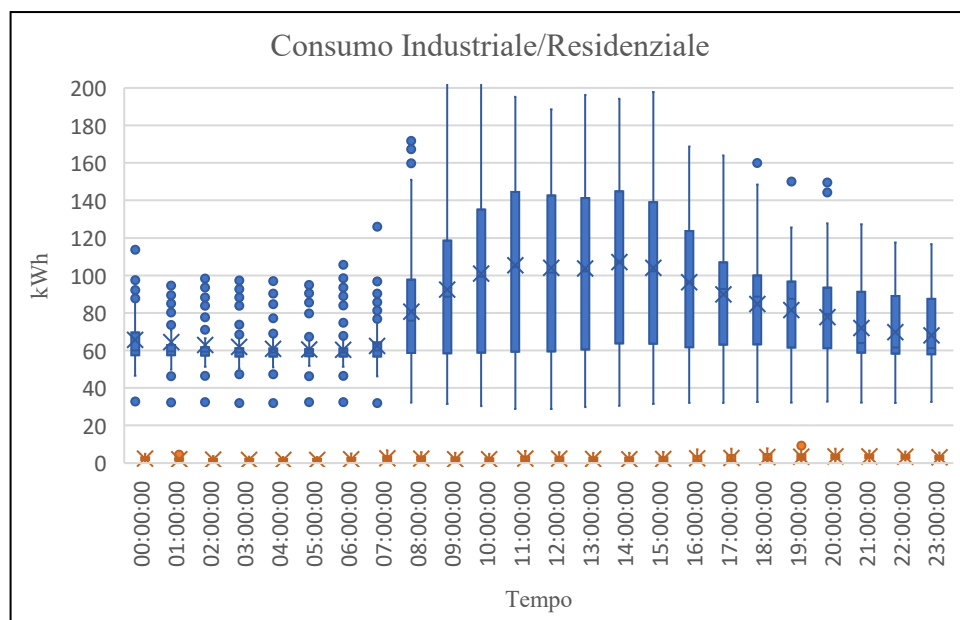
La Figura 17 e la Figura 18 utilizzano grafici “*box plot*” per rappresentare statisticamente la distribuzione dei dati energetici orari aggregati su periodi estesi. Questa rappresentazione permette di visualizzare simultaneamente valori tipici, variabilità operativa e comportamenti anomali per ogni fascia oraria, offrendo un quadro statistico completo.

Come visibile in Figura 17 l'utenza industriale selezionata (Industrial\_3) presenta un profilo di consumo molto maggiore rispetto alla produzione fotovoltaica che risulta sistematicamente inferiore al consumo minimo, determinando autoconsumo totale e assenza di export. Questa configurazione crea un deficit strutturale che rende l'industria un consumatore netto permanente, che dipende strutturalmente dalla rete esterna e/o dall'energia virtualmente condivisa dal settore residenziale. Nel grafico, la linea blu rappresenta l'import energetico ( $E^M$ ), la linea arancione rappresenta la produzione fotovoltaica oraria ( $E^P$ ). Si osserva che la produzione rimane sistematicamente inferiore al consumo durante l'intero arco della giornata, determinando autoconsumo totale ( $E^{AC} = E^P$ ) e assenza di export ( $E^{EX} = 0$ ). Per comprendere il pattern di consumo dell'utenza industriale rispetto alla sua produzione fotovoltaica, è necessario analizzare la distribuzione oraria dei flussi energetici. La Figura 17 presenta il profilo giornaliero mediante box plot per il mese di luglio, evidenziando la sistematica inferiorità della produzione fotovoltaica rispetto al consumo dell'utenza Industrial\_3.



*Figura 17 Box plot profilo giornaliero consumo-produzione dell'utenza industriale (luglio 2016)*

Per visualizzare più efficacemente l'asimmetria strutturale tra i profili energetici delle due tipologie di utenza, la Figura 18 confronta direttamente i consumi aggregati industriali e residenziali sull'intero periodo del dataset. Nel grafico, la linea blu rappresenta il consumo della singola utenza industriale, la linea arancione rappresenta il consumo aggregato delle 6 utenze residenziali. Il grafico evidenzia la dominanza strutturale del fabbisogno industriale, che assorbe circa il 97% del consumo totale della comunità, giustificando la configurazione degli scenari di analisi.



*Figura 18 Box plot confronto aggregato consumi industriale e residenziale (intero dataset giugno 2016 - febbraio 2017)*

Il profilo residenziale aggregato mostra invece variabilità con picchi energetici mattutini e serali, durante le ore centrali estive, la produzione fotovoltaica supera il consumo, generando export significativo, 3 utenze su 6 si configurano come esportatori, in questo caso la capacità di bilanciamento produzione-consumo è fortemente stagionale. La presenza simultanea di prosumer (4/6) e consumer puri (2/6), visibile in Figura 15, riflette la diversità tipica delle CER reali, dove non tutti i membri possono o vogliono installare impianti fotovoltaici.

L'asimmetria strutturale tra profilo industriale (deficit permanente) visibile in Figura 17 e residenziale (surplus estivo) costituisce il fondamento empirico dell'analisi. I meccanismi che premiano la condivisione interna (M2) dipendono criticamente da questo matching domanda-offerta, mentre meccanismi basati su produzione totale/ export (M3) risultano meno sensibili alla composizione.

## **3.5 Configurazione degli scenari**

### **3.5.1 Scenari come variabili sperimentali**

Prima di descrivere i singoli scenari, è necessario chiarire perché l'analisi della sensibilità compositiva è rilevante per comprendere i meccanismi di remunerazione. Come evidenziato nel capitolo precedente, i meccanismi nazionali incentivano oggetti diversi:

- Italia:  $E^{VC}$  (energia virtualmente condivisa, matching orario)
- Spagna:  $E^{VC}_{BETA}$  (energia virtualmente condivisa allocata tramite coefficienti statutari)
- Olanda:  $E^P$  (produzione totale) +  $E^{VC}$  (energia virtualmente condivisa)
- Germania FFI:  $E^P$  (produzione totale, no autoconsumo)
- Germania FI:  $E^{EX}$  (solo export)

Poiché la presenza di grandi consumatori influenza in modo diverso  $E^{VC}$ ,  $E^P$  ed  $E^{EX}$ , è teoricamente atteso che i meccanismi mostrino sensibilità eterogenee alla composizione comunitaria. Gli scenari permettono di testare empiricamente questa ipotesi teorica, le normative nazionali influenzano implicitamente o esplicitamente la composizione delle CER attraverso:

- Vincoli di partecipazione (es. Italia: limiti ai benefici per industrie)
- Definizioni di prossimità (es. Spagna: 500m)
- Requisiti di governance (es. Germania: max 10% diritti voto per membro)

### 3.5.2 Scenario Baseline (configurazione di riferimento)

La configurazione Baseline costituisce il punto di riferimento rispetto al quale vengono valutate le variazioni compositive introdotte negli Scenari 1 e 2. Questa sezione fornisce una caratterizzazione dettagliata delle 7 utenze selezionate dal dataset OPSD, esplicitando i criteri di selezione e i parametri tecnici rilevanti per l'applicazione del framework M1-M2-M3.

Dal dataset originale (3 industriali + 6 residenziali) sono state rimosse 2 utenze industriali minori, mantenendo solo Industrial\_3 (la maggiore), questa riduzione produce un rapporto 6:1 residenziali/industriali. Questa configurazione (6R + 1I) evita distorsioni eccessive verso il settore industriale.

La riassume la configurazione della CER con 7 utenze totali e 52 kWp di potenza installata, di cui 33 kWp residenziali distribuiti su 4 impianti e 19 kWp industriali su un unico impianto. I bilanci energetici aggregati sull'intero dataset mostrano un import totale di 526,6 MWh a fronte di una produzione di 37,2 MWh, determinando un rapporto  $E^P/E^{IM}$  del 7%. Emerge la dominanza del consumo industriale che assorbe il 97% del totale, mentre solo 3 delle 7 utenze risultano capaci di generare surplus esportabile verso la rete.

Tabella 7 riassume la configurazione della CER con 7 utenze totali e 52 kWp di potenza installata, di cui 33 kWp residenziali distribuiti su 4 impianti e 19 kWp industriali su un unico impianto. I bilanci energetici aggregati sull'intero dataset mostrano un import totale di 526,6 MWh a fronte di una produzione di 37,2 MWh, determinando un rapporto  $E^P/E^{IM}$  del 7%. Emerge la dominanza del consumo industriale che assorbe il 97% del totale, mentre solo 3 delle 7 utenze risultano capaci di generare surplus esportabile verso la rete.

*Tabella 7 Descrizione del Caratteristiche dello Scenario Baseline \*valori sull'intero dataset*

<b>Numero utenze</b>	7 (6 residenziali + 1 industriale)
<b>Potenza PV installata totale [kWp]</b>	52,0 kWp
<b>Potenza PV residenziale [kWp]</b>	33,0 kWp (4 impianti)
<b>Potenza PV industrial [kWp]</b>	19,0 kWp (1 impianto)
<b><math>E^{IM}_{TOTALE}</math>* [MWh]</b>	526,6 MWh
<b><math>E^P_{TOTALE}</math>* [MWh]</b>	37,2 MWh
<b>Rapporto <math>E^P/E^{IM}_{TOTALE}</math>* [%]</b>	7 %
<b>Percentuale consumo industriale [%]</b>	97% del TOTALE
<b>Utenze con export</b>	3 su 7 (tutte residenziali)

L'analisi preliminare dei dati rivela pattern distintivi tra le due tipologie di utenze considerate. Per quanto riguarda il profilo industriale, si osserva che la produzione fotovoltaica risulta sistematicamente insufficiente rispetto al fabbisogno energetico, tanto che l'autoconsumo corrisponde al 100% della produzione disponibile. Questa configurazione determina l'assenza totale di export energetico, con valori di energia esportata pari a 0 in tutti gli intervalli temporali analizzati. Ne consegue una dipendenza

strutturale dalla rete elettrica, evidenziata dal fatto che l'energia importata supera di gran lunga l'energia prodotta localmente per tutto l'arco dell'anno.

Il profilo residenziale aggregato presenta invece caratteristiche significativamente diverse. Il consumo mostra una variabilità marcata, con picchi concentrati nelle fasce mattutine e serali secondo il pattern tipico delle utenze domestiche. Durante le ore centrali diurne nei mesi estivi, la produzione fotovoltaica supera il consumo istantaneo, generando un export energetico. La capacità di bilanciare produzione locale e consumo risulta fortemente dipendente dalla stagionalità.

### 3.5.3 Limiti della Configurazione Baseline

Il rapporto 97:3 consumo industriale/residenziale è fortemente sbilanciato verso il consumo industriale, lo Scenario Baseline rappresenta una CER passiva (senza ottimizzazione comportamentale o storage) caratterizzata dalla presenza di un grande consumatore con scarsa capacità di autoproduzione. La presenza di batterie modificherebbero significativamente i profili di autoconsumo e condivisione.

### 3.5.4 Scenario 1: rimozione del consumatore industriale

Lo scenario 1 modifica la configurazione baseline eliminando completamente l'utenza industriale, mantenendo invariate le 6 utenze residenziali. Come visibile in Tabella 8 la rimozione dell'utenza industriale, durante il periodo estivo, produce effetti radicali sulla struttura energetica della comunità. La riduzione del 97% nell'import totale trasforma completamente il bilancio energetico, passando da 526,6 MWh del Baseline a soli 15,2 MWh. Mentre lo Scenario Baseline presenta un rapporto produzione/consumo del 7%, evidenziando un marcato deficit produttivo, lo Scenario 1 raggiunge il 159%, configurandosi quindi come comunità in surplus strutturale. La potenza fotovoltaica installata si riduce del 37%, passando da 52 kWp a 33 kWp, mentre la produzione totale diminuisce del 36%, da 37,2 MWh a 24,1 MWh.

*Tabella 8 Confronto senario 1 vs baseline \*valori sull'intero dataset*

Parametro	Baseline	Scenario 1	Variazione
Numero utenze	7 (6R + 1I)	6 (6R + 0I)	-14%
Potenza PV installata CER [kWp]	52,0 kWp	33,0 kWp	-37%
$E^{IM}_{TOTALE}$ * [MWh]	526,6 MWh	15,2 MWh	-97%
$E^P_{TOTALE}$ * [MWh]	37,2 MWh	24,1 MWh	-36%
Rapporto $E^P/E^{IM}_{TOTALE}$ * [%]	7 %	159 %	-

Lo scenario 1 è stato concepito per isolare e quantificare l'effetto della presenza di un grande consumatore caratterizzato da elevato fabbisogno energetico e scarsa capacità di autoproduzione. La rimozione completa dell'utenza industriale permette di testare

empiricamente come i diversi meccanismi nazionali rispondano a questa trasformazione radicale della struttura comunitaria.

Il primo effetto atteso riguarda il volume di energia virtualmente condivisibile  $E^{VC}$ . Nella configurazione baseline, la presenza dell'industria crea un'opportunità di matching significativa: il surplus residenziale prodotto nelle ore centrali diurne può essere condiviso con il deficit industriale permanente, generando valore attraverso il meccanismo M2. Con la rimozione dell'industria, questo matching interno viene meno, e l'energia precedentemente condivisa si trasforma in export verso la rete esterna, contribuendo esclusivamente alla componente M3. Ci aspettiamo quindi che i meccanismi che basano l'incentivo comunitario su  $E^{VC}$  (Italia e Spagna) subiscano una contrazione significativa del PEG proveniente da M2, evidenziando la loro dipendenza dalla presenza di membri consumatori all'interno della comunità.

La trasformazione più radicale riguarda però il regime energetico complessivo della comunità, lo Scenario Baseline rappresenta una situazione di deficit strutturale, in cui la produzione locale copre appena il 7% del consumo totale, rendendo la comunità fortemente dipendente dalla rete esterna per soddisfare il 93% del proprio fabbisogno. Lo Scenario 1, eliminando il 97% dell'import attraverso la rimozione dell'utenza industriale, ribalta completamente questa condizione creando una comunità in surplus strutturale con un rapporto produzione/consumo del 159%. Questo cambio di regime da importatore netto a esportatore netto costituisce il fenomeno chiave che lo scenario intende isolare, permettendo di valutare quali meccanismi premiano maggiormente le configurazioni orientate all'export rispetto a quelle orientate alla condivisione interna. Questo cambio di regime da importatore netto a esportatore netto costituisce il fenomeno chiave che lo scenario intende isolare, permettendo di valutare quali meccanismi premiano maggiormente le configurazioni orientate all'export rispetto a quelle orientate alla condivisione interna.

### **3.5.5 Scenario 2: espansione della componente residenziale**

Lo scenario 2 raddoppia la componente residenziale (da 6 a 12 utenze) replicando i profili esistenti, mantenendo invariata l'utenza industriale. Come visibile in Tabella 9, il raddoppio della componente residenziale produce un incremento contenuto del consumo totale, con l'import che passa da 526,6 MWh a 541,8 MWh, registrando una variazione di appena il 3% a fronte di un aumento dell'86% nel numero di membri. Questo dato evidenzia come il peso industriale rimanga dominante anche in questa configurazione ampliata, assorbendo la quasi totalità del fabbisogno energetico della comunità. L'aumento della produzione fotovoltaica risulta invece proporzionale all'espansione impiantistica, passando da 37,2 MWh a 61,3 MWh con un incremento del 64%, coerente con il raddoppio degli impianti residenziali e l'aumento del 63% nella potenza installata totale che raggiunge 85 kWp. Questa maggiore capacità produttiva migliora il rapporto produzione/consumo dal 7% del Baseline all'11,3% dello Scenario 2, riducendo

parzialmente la dipendenza dalla rete esterna pur mantenendo la comunità in condizione di deficit strutturale.

*Tabella 9 Confronto senario 2 vs baseline \*valori sull'intero dataset*

Parametro	Baseline	Scenario 2	Variazione
Numero utenze	7 (6R + 1I)	13 (12R + 1I)	+86%
Potenza PV installata CER [kWp]	52,0 kWp	85,0 kWp	+63%
$E_{TOTALE}^{IM}$ [MWh]	526,6 MWh	541,8 MWh	+3%
$E_{TOTALE}^P$ [MWh]	37,2 MWh	61,3 MWh	+64%
Rapporto $E^P/E^{IM}_{TOTALE}$ [%]	7 %	11,3%	-

Lo scenario 2 simula l'espansione della CER mantenendo invariata la sua struttura compositiva di base. Il raddoppio della componente residenziale, da 6 a 12 utenze, permette di testare come i meccanismi nazionali rispondano all'aumento della scala operativa e alla conseguente modifica del peso relativo dei diversi membri.

L'incremento della capacità produttiva residenziale determina un aumento proporzionale sia della produzione fotovoltaica totale (+64%) sia del surplus energetico disponibile nelle ore centrali diurne. Questo surplus aggiuntivo può essere destinato a due utilizzi alternativi: condivisione con l'utenza industriale, incrementando il flusso di energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ), oppure export verso la rete esterna. I meccanismi che premiano la condivisione interna (Italia, Spagna, Olanda per la componente M2) dovrebbero beneficiare maggiormente di questa espansione rispetto ai meccanismi puramente orientati alla produzione o all'export (Germania FFI, Germania FI), evidenziando differenti sensibilità alla scala operativa.

### 3.6 Limitazioni derivanti dall'applicazione dei contesti nazionali

Questo capitolo presenta l'applicazione del framework M1-M2-M3 ai 4 contesti nazionali analizzati. Prima di procedere con le specificità di ciascun paese, è necessario esplicitare le semplificazioni metodologiche comuni adottate sistematicamente per garantire la comparabilità dei risultati.

**Disallineamento temporale:** I dati energetici utilizzati risalgono al 2016-2017, mentre i meccanismi di remunerazione sono quelli vigenti per il 2024-2025. Questa scelta è giustificata dall'obiettivo comparativo della ricerca.

**Assenza dei costi operativi:** I calcoli del PEG rappresentano ricavi lordi, escludendo i costi di gestione amministrativa della CER e i costi di O&M degli impianti fotovoltaici (manutenzione, assicurazioni).

**Approssimazione del costo retail dell'energia:** Per tutti i paesi, il costo dell'energia acquistata dalla rete è stimato applicando un moltiplicatore al prezzo zonale o di mercato.

Questa approssimazione riflette la struttura tipica dei prezzi retail, che includono non solo il costo dell'energia all'ingrosso ma anche componenti regolatorie (oneri di sistema, accise), costi di rete (distribuzione e trasmissione) e margini del fornitore. In questa analisi si adotta conservativamente un moltiplicatore di **2** come valore di riferimento comune, applicando inoltre un floor minimo di 200 €/MWh quando i prezzi di mercato scendono sotto 100 €/MWh, per evitare sottostime irrealistiche nei periodi di prezzi eccezionalmente bassi o negativi. Questa semplificazione, pur non catturando la piena complessità delle tariffe retail nazionali, garantisce comparabilità tra contesti e ordini di grandezza realistici per il calcolo di M1 (risparmio da autoconsumo).

**Formula comune per M1 (valida per tutti i paesi eccetto Germania FFI):** Il meccanismo M1, rappresentando il risparmio economico da autoconsumo individuale, segue una logica computazionale identica in tutti i contesti nazionali analizzati (con l'eccezione del regime tedesco Full Feed-in che proibisce l'autoconsumo per costruzione normativa). La formula generale è:

$$M1 = E^{AC}_{TOT} \times Costo_{retail}$$

dove:

- $E^{AC}_{TOT} = \sum (E^P_i - E^{EX}_i)$  per tutti i membri  $i$  con impianto fotovoltaico
- $Costo_{retail}$  = costo totale dell'energia che sarebbe stata acquistata dalla rete

Operativamente,  $Costo_{retail}$  è stimato come:

- **Italia:**  $2 \times P_z$  (prezzo zonale orario) con floor di 200 €/MWh
- **Spagna:**  $2 \times P_{mercato}$  con floor di 200 €/MWh
- **Olanda:**  $2 \times P_{mercato}$  con floor di 200 €/MWh
- **Germania FI:**  $2 \times P_{mercato}$  con floor di 200 €/MWh
- **Germania FFI:**  $M1 = 0$  (autoconsumo vietato normativamente)

Per l'Italia si utilizza il prezzo zonale orario ( $P_z$ ), mentre per Spagna, Olanda e Germania si fa riferimento ai prezzi di mercato all'ingrosso forniti dalla banca dati Ember [37] [38]. Questa uniformità nel calcolo di M1 permette di isolare le differenze strutturali nei meccanismi M2 e M3, che costituiscono il cuore distintivo dei diversi approcci nazionali alla remunerazione delle CER.

### 3.6.1 Italia

Nell'elaborazione di questi calcoli si è scelto deliberatamente di non considerare l'impatto dei contributi del PNRR e della successiva applicazione della formula di riduzione della tariffa incentivante che normalmente entrerebbe in vigore. La ragione di questa scelta risiede che non influenza in alcun modo le CER nel suo insieme, hanno invece un peso significativo quando si analizzano i meccanismi di redistribuzione interna



dei benefici tra i membri. Una semplificazione adottata è stata trascurare i costi operativi nella gestione della CER.

### **M2: Incentivo TIP + TRASE sull'energia virtualmente condivisa**

$$M2_{ITA} = E^{VC} \times (TIP + TRASE)$$

La **Tariffa Incentivante Premiale (TIP)** è definita dal Decreto MASE 414/2023 [19] secondo la formula:

$$TIP = (T_{max}, T_{base} + (180 - P_z))_{min}$$

dove:

- $T_{base}$  = tariffa base che dipende dalla potenza dell'impianto
- $T_{max}$  = tariffa massima erogabile
- $P_z$  = prezzo zonale orario [€/MWh]

Per **impianti fino a 200 kWp** (categoria applicabile alla Baseline con 52 kWp):

- $T_{base} = 80$  €/MWh
- $T_{max} = 120$  €/MWh

**Correzione geografica:** Per impianti nel Nord Italia si applica una maggiorazione di +10 €/MWh. Poiché il dataset è tedesco (assimilabile climaticamente al Nord Italia), si applica questa correzione:

La TRASE rappresenta il rimborso degli oneri di trasmissione e distribuzione per l'energia virtualmente condivisa. Il valore è definito da ARERA e varia in funzione del livello di tensione:

- Bassa tensione (BT): 10,1 €/MWh (dato ARERA 2024)
- Media tensione (MT): 7,75 €/MWh

### **M3: Ritiro Dedicato (RID) per energia esportata**

$$M3_{ITA} = E^I \times P_z$$

L'energia non condivisa ( $E^I = E^{EX\_TOT} - E^{VC}$ ) viene valorizzata al prezzo zonale ( $P_z$ ) di mercato tramite il meccanismo del Ritiro Dedicato gestito dal GSE.

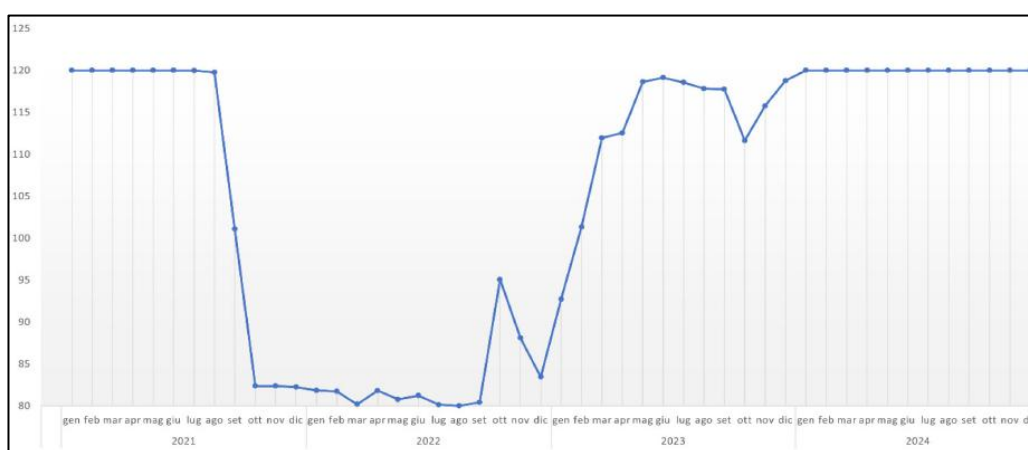
### **3.6.1.1 Approfondimento: Variabilità temporale dell'incentivazione TIP (2021-2024)**

Il sistema di incentivazione italiano per le CER ha dimostrato una notevole sensibilità alle fluttuazioni del mercato energetico, evidenziando come le condizioni economiche esterne influenzino significativamente la struttura dei benefici per i partecipanti. L'analisi del periodo 2021-2024 rivela una variabilità sostanziale della componente TIP legata alle dinamiche del prezzo zonale dell'energia elettrica, con implicazioni dirette sulla composizione del PEG.

Il sistema di incentivazione italiano per le CER ha dimostrato una notevole sensibilità alle fluttuazioni del mercato energetico, evidenziando come le condizioni economiche esterne influenzino significativamente la struttura dei benefici per i partecipanti. L'analisi del periodo 2021-2024 rivela una variabilità sostanziale legata alle dinamiche del mercato dell'energia elettrica, con implicazioni dirette sulla sostenibilità economica dei progetti comunitari.

Durante il 2021, l'incentivo TIP per impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 200 kW si è mantenuto stabile al massimo previsto di 120 €/MWh, beneficiando di prezzi energetici su livelli storicamente contenuti. Questa stabilità ha fornito certezze economiche agli investitori e ai promotori delle prime comunità energetiche, creando le condizioni ideali per lo sviluppo iniziale del settore [21].

Il 2022 ha rappresentato un momento di svolta, l'incremento dei prezzi zonali dell'energia elettrica, conseguente alla crisi energetica europea e alle tensioni geopolitiche, ha determinato una riduzione dell'incentivo TIP fino al valore minimo di 80 euro per MWh. Questa diminuzione dell'incentivo principale ha modificato la distribuzione economica di quest'ultime.

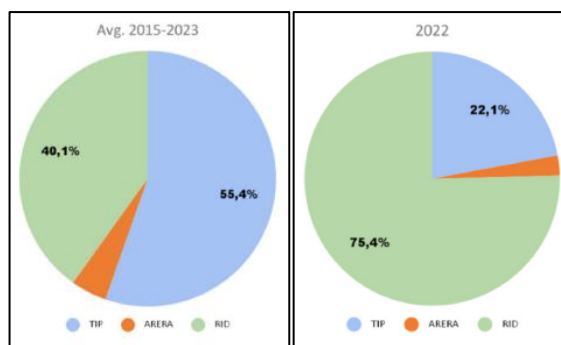


*Figura 19 Incentivo CER 2021 - 2024 per impianti di piccola scala [21]*

L'analisi dettagliata di un impianto da 100 kW localizzato nell'Italia settentrionale, visibile in Figura 19, dimostra come la struttura della remunerazione subisca trasformazioni sostanziali in funzione delle condizioni di mercato.

In condizioni di mercato normali, definite sulla base della media storica del periodo 2015-2023, l'incentivo TIP costituisce la componente predominante della remunerazione totale. I restanti componenti, includendo il contributo ARERA e i ricavi da ritiro dedicato. Questa composizione equilibrata garantisce una distribuzione stabile dei benefici e una prevedibilità dei flussi di cassa per la comunità [21].

Durante i periodi di alta volatilità dei prezzi energetici, come verificatosi nel 2022 con prezzi superiori a 180 €/MWh, la composizione si modifica in modo radicale. L'incentivo TIP si riduce al valore minimo stabilito normativamente, mentre il meccanismo di Ritiro Dedicato diventa predominante, raggiungendo il 75% della remunerazione complessiva. Questa inversione di proporzioni trasforma temporaneamente le comunità energetiche da beneficiarie di incentivi pubblici a soggetti che traggono vantaggio principalmente dalle dinamiche di mercato.



*Figura 20 Confronto tra la remunerazione totale del REC (TIP + RID + incentivi ARERA) [21]*

La variabilità della composizione remunerativa ha conseguenze importanti per la gestione delle CER. Come visibile in Figura 20 nei periodi di prezzi elevati, i proprietari degli impianti beneficiano maggiormente attraverso il RID, mentre nei periodi di prezzi contenuti i vantaggi si concentrano sui membri consumatori attraverso gli incentivi sulla condivisione. Questa dinamica richiede meccanismi di governance flessibili capaci di gestire redistribuzioni variabili nel tempo.

Questa caratteristica anti-ciclica della TIP (alta quando i prezzi sono bassi, bassa quando i prezzi sono alti) costituisce un meccanismo di stabilizzazione automatica che protegge le CER italiane dalle fluttuazioni di mercato, garantendo una remunerazione minima anche in periodi di prezzi energetici elevati quando l'incentivo diretto si riduce.

### **3.6.2 Spagna**

L'ipotesi di calcolo utilizzata prevede una metodologia che tiene conto sia della capacità produttiva di ciascun membro che del principio di equità comunitaria, prevedendo una media tra il valore percentuale derivante dalla produzione fotovoltaica individuale e la quota che spetterebbe a ciascun membro in caso di divisione egualitaria.

Nel caso pratico di un'industria che possiede una quota significativa della produzione totale fotovoltaica e rappresenta una delle diverse utenze della comunità, il calcolo risulta dalla media tra la sua percentuale produttiva e la quota di divisione egualitaria. Per i consumatori che non possiedono impianti fotovoltaici, la componente produttiva è 0; quindi, il loro coefficiente beta corrisponde alla media tra 0 e la quota egualitaria, ottenendo comunque una partecipazione ai benefici comunitari.

Il sistema energetico spagnolo ha implementato un approccio alternativo attraverso un calcolo orario della quota di energia prodotta da ogni singolo utente. Ogni partecipante detiene statutariamente secondo il parametro beta la percentuale di energia, con la possibilità di vendere al sistema l'energia non consumata. La regola fondamentale stabilisce che il valore dell'energia venduta non può mai superare il valore dell'energia acquistata dalla rete nello stesso mese, incentivando l'autoconsumo intelligente piuttosto che la produzione speculativa.

L'adattamento del modello al mercato energetico spagnolo ha rivelato interessanti differenze rispetto al caso italiano precedentemente analizzato. Per quanto riguarda l'autoconsumo, il calcolo del risparmio economico si è mantenuto sostanzialmente identico a quello applicato negli altri contesti nazionali.

La vera distinzione emerge nell'ambito dell'energia virtualmente condivisa all'interno delle CER. Diversamente dal modello italiano, dove era possibile sfruttare integralmente l'energia condivisibile tra i membri della comunità, il contesto normativo spagnolo impone limitazioni più stringenti. È stato necessario considerare solamente una porzione dell'energia potenzialmente condivisibile, determinata attraverso il coefficiente beta specifico di ciascuna utenza, calcolato secondo le ipotesi metodologiche definite in precedenza.

Questa limitazione, unitamente al vincolo fondamentale che impedisce la generazione di bollette negative per gli utenti, ha definito i confini economici entro cui può svilupparsi la partecipazione alle CER spagnole. Tale approccio riflette fedelmente i principi stabiliti dalla normativa europea, che stabilisce chiaramente come le CER debbano prioritariamente perseguire benefici sociali e ambientali piuttosto che massimizzare i vantaggi economici per i partecipanti.

Il meccanismo M2 per la Spagna si calcola come la somma, per tutti i membri della comunità, dell'energia virtuale condivisa  $E^{VC}$  assegnata a ciascun membro moltiplicata per il risparmio ottenuto dal mancato acquisto dell'energia.

Il meccanismo spagnolo si basa su coefficienti di ripartizione beta che determinano la quota di energia comunitaria spettante a ciascun membro. La normativa spagnola [24] permette libertà statutaria nella definizione di questi coefficienti, purché la loro somma sia uguale a 1. L'energia assegnata a ciascun membro può essere autoconsumata collettivamente (valorizzata come risparmio e inclusa in M2) oppure non utilizzata e quindi rivenduta alla rete al prezzo di mercato, con il limite che il ricavo dalla vendita non può superare il costo della bolletta mensile.

### **M2: Risparmio da energia condivisa allocata tramite coefficienti $\beta$**

$$M2_{ESP} = \sum_i (E^{VC}\beta_i \times \text{Costo}_{\text{retail}})$$

dove:

- $E^{VC}\beta_i = \beta_i \times (E^{EX}_{TOT}, E^{IM}_{TOT})_{\min}$  = quota di energia condivisa assegnata al membro i secondo il suo coefficiente statutario
- $\sum \beta_i = 1$  (vincolo normativo: i coefficienti devono sommare a 1)
- $\text{Costo}_{\text{retail}} = 2 \times P_{\text{mercado}}$  con floor 200 €/MWh

Il meccanismo spagnolo si basa su coefficienti di ripartizione  $\beta_i$  che determinano la quota di energia comunitaria spettante a ciascun membro. La normativa spagnola [24] permette libertà statutaria nella definizione di questi coefficienti, purché la loro somma sia uguale a 1. L'energia assegnata  $E^{VC}\beta_i$  a ciascun membro può essere:

- **Autoconsumata collettivamente:** se  $E^{VC}\beta_i \leq E^{IM}_i$  (il membro può utilizzare tutta la sua quota), genera risparmio valorizzato in M2
- **Rivenduta alla rete:** se  $E^{VC}\beta_i > E^{IM}_i$  (il membro non consuma tutta la sua quota), l'eccedenza ( $E^{VC}\beta_i - E^{IM}_i$ ) viene valorizzata in M3

### **M3: Ricavo da vendita energia esportata**

$$M3_{ESP} = \sum_i ((E^{VC}\beta_i - E^{IM}_i) \times P_{\text{mercado}})$$

**Vincolo:**  $M3_{ESP} \leq \text{Costo}_{\text{bolletta, mensile, i}}$  per ogni membro (il ricavo mensile dalla vendita non può superare il costo della bolletta)

**Nota sui coefficienti  $\beta$  adottati:** Per il calcolo dei coefficienti  $\beta$  si adotta un criterio ibrido che bilancia contribuzione produttiva ed equità. Il coefficiente  $\beta_i$  di ciascun membro si calcola come:

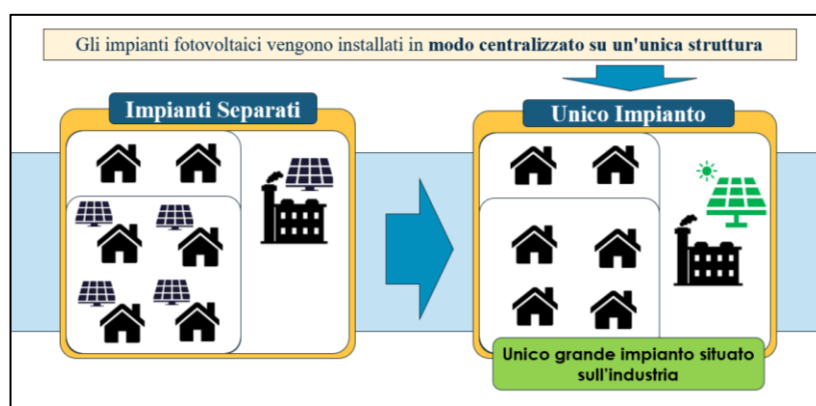
$$\beta_i = 0,5 \times (PV_i / PV_{TOT}) + 0,5 \times (1/N)$$

dove, PV rappresenta la potenza di impianto fotovoltaico e N = numero totale di membri. Questa scelta è arbitraria ma rappresentativa: scelte diverse (ad esempio basate solo sulla quota produttiva, solo sulla divisione equa, o su criteri legati agli investimenti) produrrebbero redistribuzioni diverse tra i membri, e di conseguenza valori M2 e M3 diversi.

### 3.6.3 Olanda

Nel contesto europeo delle CER, il sistema olandese presenta caratteristiche distintive, l'aggregazione comunitaria non costituisce semplicemente un'opzione organizzativa, ma rappresenta un prerequisito essenziale e imprescindibile per accedere agli incentivi statali, configurando così un sistema che privilegia la dimensione collettiva.

La Figura 21 illustra chiaramente la transizione da uno scenario in cui diversi impianti fotovoltaici operano in modo indipendente, ciascuno al servizio della propria utenza, verso un modello cooperativo basato su un unico impianto fotovoltaico condiviso, ospitato dall'industria. È importante notare che nello scenario 1, in assenza di industrie, questo fattore risulta poco rilevante poiché il valore soglia viene superato solamente nello scenario 2.



*Figura 21 Modello cooperativo olandese*

Nel contesto olandese analizzato, è stata adottata una scelta metodologica specifica riguardo alla configurazione degli impianti fotovoltaici negli scenari simulati. L'intero impianto cooperativo è stato collocato esclusivamente presso l'utenza industriale, concentrando la capacità produttiva in un unico punto di generazione anziché distribuirla tra le diverse utenze residenziali.

Questa decisione riflette una condizione operativa reale e rappresenta la modalità più comune di implementazione delle CER nel sistema olandese. La normativa SCE stabilisce infatti una soglia minima di 15 kWp per l'accesso agli incentivi SCE.

La scelta dell'industria come sede dell'impianto cooperativo dal punto di vista energetico, si giustifica, l'utenza industriale assorbe il 97% dell'import totale della comunità nello scenario baseline, configurandosi come il principale consumatore energetico e quindi come il soggetto che può massimizzare l'autoconsumo diretto dell'energia prodotta, (incentivata economicamente nel contesto GVA).

È fondamentale precisare che questa configurazione rappresenta un'ipotesi semplificatrice rispetto alla complessità delle possibili architetture impiantistiche. Nella realtà operativa, le cooperative olandesi potrebbero adottare soluzioni diverse, come la distribuzione della capacità produttiva su più siti o la combinazione di impianti di diverse

taglie. Tuttavia, nell'ambito dell'analisi comparativa cross-nazionale qui sviluppata, la concentrazione dell'impianto presso l'industria consente di adottare la configurazione più semplice e ottimale dal punto di vista energetico, grazie alla presenza di produzione e consumo nello stesso sito.

Va sottolineato che tale ipotesi influisce esclusivamente sul sistema GVA e non altera le logiche fondamentali del meccanismo olandese. Dal punto di vista della titolarità economica, l'impianto rimane cooperativo e di proprietà collettiva di tutti i membri, mentre l'autoconsumo individuale che si attiva nel regime GVA riguarda specificamente l'energia consumata dietro il contatore dall'utenza che fisicamente ospita l'installazione (industria).

Gli impianti che rientrano in questa configurazione presentano potenze nominali comprese nell'intervallo tra 15 e 100 kWp risultano collegati alla rete attraverso connessioni di tipo *kleinverbruikersaansluiting*, termine tecnico olandese che designa le connessioni per piccoli consumatori, caratterizzate da un limite tecnico di corrente pari a tre fasi da 80A ciascuna. Questa soglia tecnica di connessione assume un'importanza cruciale perché determina la classificazione amministrativa dell'impianto e, di conseguenza, il regime incentivante applicabile. Il meccanismo economico sottostante presenta una caratteristica peculiare che lo distingue nettamente da altri sistemi europei: tutta l'energia prodotta dall'impianto viene immessa nella rete elettrica pubblica. Questa scelta non è casuale ma deriva dalla struttura stessa del sistema SCE, il quale riconosce esclusivamente la categoria denominata *Netlevering*, ovvero la fornitura netta alla rete. L'incentivazione statale opera mediante un feed-in tariff di tipo cooperativo, che remunera i kWh.

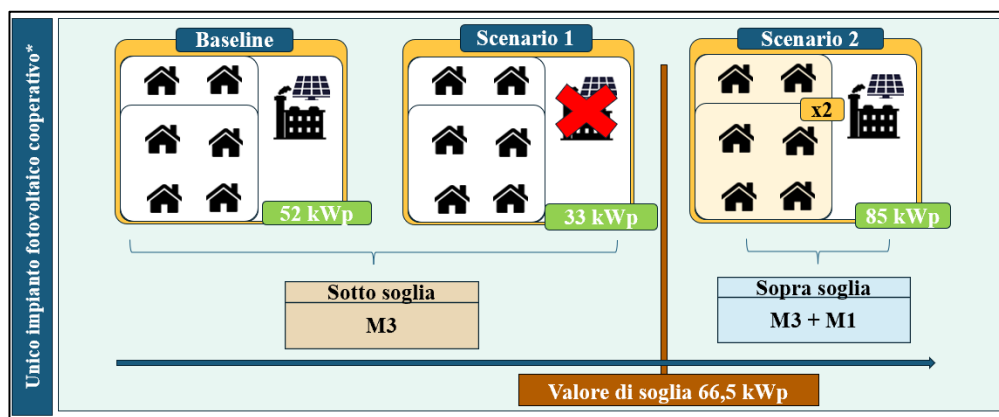


Figura 22 Struttura economica del modello olandese

La Figura 22 illustra la distinzione fondamentale tra due componenti di ricavo: da un lato la componente M3, che rappresenta il ricavo standard derivante il sussidio SCE sulla produzione energetica, dall'altro lato la componente M1 e M3. La differenziazione tra queste due componenti dipende dal rapporto tra la potenza effettiva dell'impianto e un valore di soglia, calcolato a 66,5 kWp. Quando un impianto supera questa soglia, si attiva una duplice remunerazione: vengono riconosciuti contemporaneamente entrambi i

meccanismi economici (M1 e M3). Questa struttura progressiva comporta un incremento del PEG.

La struttura finanziaria del sistema si articola attraverso la combinazione di diversi elementi economici, il cui fulcro è rappresentato dal sussidio SCE. Questo sussidio viene calcolato mediante una formula che sottrae dall'Importo Base, comunemente indicato con la sigla BA, un Importo di Correzione, designato invece con la sigla LBA. Per l'anno 2025, i valori provvisori stabiliti dall'autorità regolatoria olandese fissano l'Importo Base a 127 €/MWh, mentre l'Importo di Correzione risulta pari a 47 €/MWh [35]. Questo sistema di correzione, rappresenta un meccanismo autoregolante di notevole sofisticazione, poiché viene continuamente aggiornato sulla base dei prezzi storici del mercato energetico. Tale meccanismo svolge una funzione protettiva fondamentale, isolando gli investimenti cooperativi dalle turbolenze e dalle fluttuazioni del mercato energetico.

#### **Modello *kleinverbruikers (KVA)***

- $M1_{NLD-kva} = 0$
- $M2_{NLD-kva} = 0$
- $M3_{NLD-kva} = (BA - LBA) \times E^P$  (Imnessa in rete - fino al limite annuale incentivabile)

Nel modello *grootverbruikersaansluiting*, l'energia autoconsumata dall'utenza ospitante rappresenta un risparmio effettivo dato dalla differenza tra il costo di mercato dell'energia e quanto viene pagato alla cooperativa. Questo valore pagato alla cooperativa, ipotizzato a 5 ct./kWh, costituisce circa la metà del prezzo di acquisto dell'energia sul mercato energetico e diventa parte degli introiti della cooperativa stessa.

Questa struttura crea un vantaggio reciproco. Chi autoconsuma beneficia di un costo dell'energia significativamente inferiore, poiché paga solo il prezzo concordato senza tasse e altri oneri che normalmente gravano sulla bolletta. La cooperativa invece genera ricavi da più canali: riceve il pagamento concordato di 5 ct./kWh dall'utenza ospitante per l'energia autoconsumata in loco, e ottiene inoltre i sussidi governativi tramite SCE sull'energia immessa in rete.

Per quanto riguarda la composizione dei flussi economici, il valore M1 rappresenta il risparmio economico derivante l'autoconsumo per l'utenza ospitante meno i 5 ct./kWh. Il valore M2 non è presente né incentivato in questo modello. Il valore M3 invece è composto da 3 elementi distinti: il sussidio sull'energia immessa in rete calcolato sulla differenza tra produzione totale ed energia autoconsumata dall'utenza ospitante, l'incentivo sull'autoconsumo individuale dell'azienda che ospita l'impianto, e infine il pagamento di 5 centesimi al kWh che l'utenza ospitante versa alla cooperativa per l'energia che autoconsuma.



### Modello *grootverbruikersaansluiting* (GVA)

- $M1_{NLD-gva} = E^{AC}_{Utenza-ospitante} \times Costo_{retail} - (5 \text{ ct./kWh})$
- $M2_{NLD-gva} = 0$

$M3_{NLD-gva}$  è la somma di 3 componenti:

- $(BA - LBA)_{immessa-in-rete} \times (E^P - E^{AC}_{Utenza-ospitante})$  (Immessa in rete - fino al limite annuale incentivabile)
- $(BA - LBA)_{autoconsumata} \times (E^{AC}_{Utenza-ospitante})$  (autoconsumata - fino al limite annuale incentivabile)
- $E^{AC}_{Utenza-ospitante} \times 5 \text{ ct./kWh}$  valore ipotizzato che l'utenza che ospita l'impianto paga l'energia autoconsumata dalla cooperativa

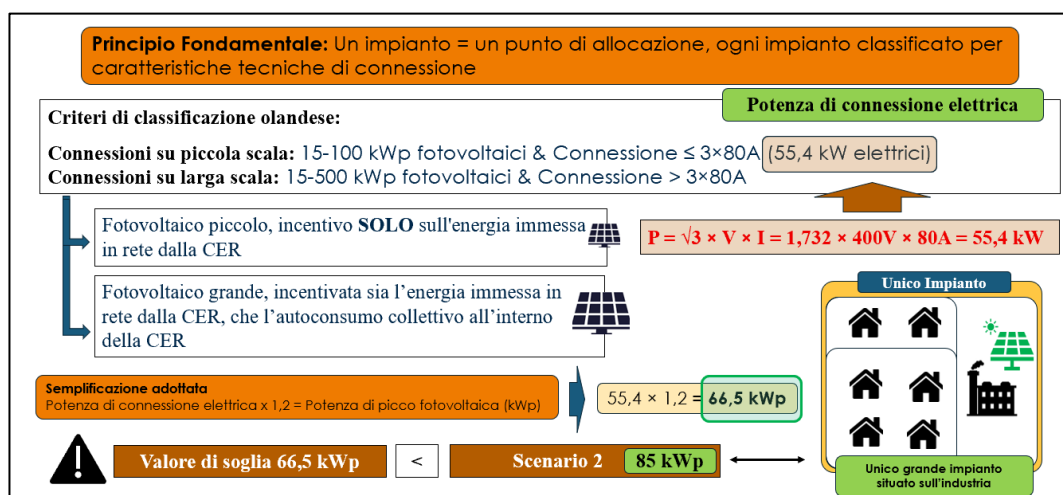


Figura 23 Criteri di classificazione normativa olandese

La Figura 23 illustra con precisione il principio fondamentale secondo cui ogni impianto fotovoltaico corrisponde a un punto di allocazione specifico sulla rete elettrica nazionale, con una potenza minima di 15kWp. La normativa olandese distingue con precisione tra due categorie di connessione: le connessioni su piccola scala, che comprendono gli impianti fotovoltaici con potenza compresa tra 15 e 100kWp e dotati di una connessione elettrica non superiore a tre fasi da 80 A, e le connessioni su larga scala, che riguardano invece impianti con potenze comprese 15 e 500 kWp ma caratterizzati da connessioni elettriche superiori alla soglia di tre fasi da 80 A. La figura presenta inoltre il calcolo tecnico della potenza di connessione elettrica, che viene determinata mediante la formula della potenza trifase, ovvero la radice quadrata di tre moltiplicata per la tensione e per la corrente, risultando in una potenza pari a 55,4 Kw, questo valore nominale di connessione in un valore reale rappresentativo della potenza dell'impianto fotovoltaico. Tale trasformazione si ottiene applicando un coefficiente moltiplicativo di 1,2 al valore

di 55,4 kW, ottenendo così il valore di soglia di 66,5 kWp, che definisce il limite superiore per la classificazione di un impianto nella categoria del piccolo fotovoltaico.

Il sistema prevede anche un numero massimo di ore a pieno carico incentivabili per ogni categoria di impianto (ad esempio, 900 ore/anno per impianti fotovoltaici con connessione piccoli consumatori da 15-100 kWp). Questa limitazione determina la produzione massima annua ammissibile al sussidio, calcolata moltiplicando la potenza dell'impianto per il numero massimo di ore stabilito nella decisione di concessione

È opportuno precisare che, al fine di consentire confronti metodologicamente corretti con altri contesti nazionali europei, l'analisi condotta non ha considerato il vincolo normativo olandese che limita a 5 kWp la potenza massima attribuibile a ciascun membro della CER. Questa scelta, pur rappresentando una semplificazione rispetto alla piena complessità del sistema reale, si è resa necessaria per garantire la comparabilità dei risultati con sistemi che adottano criteri differenti di ripartizione della potenza tra i membri delle comunità.

**NOTA:** Nel caso specifico analizzato, che rappresenta l'evoluzione dello scenario 2 preesistente caratterizzato da molteplici impianti fotovoltaici separati per ciascuna utenza, il nuovo modello “S2 Unico Impianto” prevede invece un'installazione centralizzata dalla potenza di 85kWp. La differenza sostanziale risiede esclusivamente nella configurazione impiantistica: mentre lo scenario 2 contemplava una pluralità di sistemi fotovoltaici indipendenti distribuiti tra le diverse utenze, il nuovo scenario concentra l'intera capacità produttiva in un unico impianto condiviso che serve simultaneamente sei abitazioni residenziali, un edificio industriale e complessivamente tredici utenze distinte.

**NOTA:** Nella presente analisi, i calcoli economici sono stati sviluppati su base mensile per ciascun impianto. In ragione di questo approccio temporale, non è stata applicata la limitazione del numero massimo di ore annue incentivabili prevista dalla normativa per ogni categoria di impianto. L'analisi dettagliata condotta sui periodi campione di luglio e gennaio non ha applicato i vincoli previsti dalla legislazione olandese relativi al volume massimo di energia incentivabile.

### **3.6.4 Germania**

La normativa EEG prevede un regime differenziato per i prezzi negativi: azzeramento completo degli incentivi per i grandi impianti commerciali versus protezione integrale per i piccoli prosumer (<100 kW) fino all'implementazione dei sistemi di misurazione intelligenti. Conseguentemente, gli impianti analizzati nel presente studio, rientrando nella categoria protetta, hanno conservato la totalità dei benefici economici previsti, risultando immuni dalle penalizzazioni derivanti dai prezzi negativi di mercato. Le industrie in questione si collocano invece nella fascia di potenza compresa tra 10 e 40 kWp, che in conformità alle normative tedesche vigenti, significa incentivi diversi. Come

visibile in Tabella 10 la FFiT è pari alla FiT standard + bonus per rinuncia all'autoconsumo.

#### **Germania Feed-in (FI):**

- $M1_{\text{DEU-FI}} = E^{\text{AC}}_{\text{TOT}} \times \text{Costo}_{\text{retail}}$
- $M2_{\text{DEU-FI}} = 0$  (nessun incentivo comunitario specifico)
- $M3_{\text{DEU-FI}} = \sum_i (E^{\text{EX}}_i \times \text{FiT}_i)$

dove  $\text{FiT}_i$  dipende dalla potenza dell'impianto del membro  $i$ .

#### **Germania Full Feed-in (FFI):**

- $M1_{\text{DEU-FFI}} = 0$  (autoconsumo vietato per scelta normativa)
- $M2_{\text{DEU-FFI}} = 0$  (nessun incentivo comunitario)
- $M3_{\text{DEU-FFI}} = \sum_i (E^{\text{P}}_i \times \text{FFiT}_i)$

dove  $\text{FFiT}_i = \text{FiT}_i + \text{Bonus}_i$ .

Nel modello FFI, tutta la produzione fotovoltaica viene ceduta alla rete a tariffa garantita maggiorata. L'assenza di  $M1$  e  $M2$  evidenzia la natura puramente individualistica e orientata alla massimizzazione della produzione di questo meccanismo, che non incorpora alcuna dimensione comunitaria nella remunerazione.

*Tabella 10 Valori economici dell'incentivazione tedesca*

Taglia impianto	FiT (€/MWh)	Bonus (€/MWh)	FFiT (€/MWh)
0-10 kWp	85,1	+48,0	133,1
10-40 kWp	74,3	+38,0	112,3
40 kW - 1 MW	76,4	+51,0	127,4

### **3.7 Parametri applicativi nazionali**

Questa sezione specifica i valori numerici concreti utilizzati per implementare i meccanismi  $M1$ - $M2$ - $M3$  descritti concettualmente nel capitolo precedente. La trasparenza sui parametri è fondamentale per la replicabilità dell'analisi e per comprendere come variazioni in questi valori potrebbero modificare i risultati.

Come già esplicitato i dati energetici risalgono al 2016-2017 mentre i meccanismi di remunerazione sono quelli vigenti/annunciati per il 2024-2025. Questo disallineamento temporale è accettabile per obiettivi comparativi ma richiede una scelta esplicita su quali parametri di incentivazione utilizzare.

I valori degli incentivi economici applicati nei 4 paesi durante il periodo estate 2024 e inverno 2025 costituiscono i parametri utilizzati per calcolare le componenti  $M1$ ,  $M2$  e

M3 del framework. Questi parametri non sono statici ma variano secondo logiche nazionali specifiche: le tariffe italiane seguono i prezzi zonali orari dell'energia e le correzioni ARERA, i sussidi olandesi vengono aggiornati annualmente, i prezzi spagnoli riflettono i costi retail correnti, mentre il sistema tedesco prevede aggiustamenti periodici delle proprie tariffe di immissione. I valori riportati nella Tabella 11 rappresentano quindi riferimenti che garantiscono la comparabilità dei calcoli tra i diversi sistemi nazionali, pur riconoscendo che ciascun meccanismo incorpora una propria dinamica temporale di aggiornamento.

*Tabella 11 Quadro normativo unificato dei parametri economici nazionali per CER (2024-2025)*

	Componente	Valore Allocato
ITA	Incentivo ministeriale (TIP) sull'energia virtualmente condivisa E <sup>VC</sup>	120.0 €/MWh (110 + 10 €/MWh correzione geografica) [19]
	TRASE sull'energia virtualmente condivisa E <sup>VC</sup>	10.1 €/MWh bassa tensione – Dipende dal periodo considerato [20] - 7,75 euro per MWh per quelli in media tensione
ESP	Nessun costo per l'energia virtualmente condivisa sulla rete E <sup>VC</sup>	La quota di energia virtualmente condivisa concordata tramite lo statuto può essere usata gratuitamente e può essere rivenduta qualora non dovesse essere usata, rivenduta al prezzo di mercato. Rispettando il limite di costo della bolletta > ricavo vendita energetica [24].
NLD	<b>Basic Amount (BA)</b> - dipende dal periodo considerato e dalla grandezza dell'impianto [29].	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Piccoli impianti fotovoltaici:</b> "≥ 15 kWp e ≤ 100 kWp" con importo base di €0,127/kWh nel 2025</li> <li>• <b>Grandi consumatori fotovoltaici:</b> "≥ 15 kWp e &lt; 500 kWp" con importo base di €0,135/kWh nel 2025</li> <li>• <b>Impianti a terra:</b> "≥ 500 kWp e ≤ 6 MWp"</li> </ul>
	<b>Lower Basic Amount (LBA)</b> - dipende dal periodo considerato e dalla grandezza dell'impianto, Importo di correzione provvisorio 2025 [29].	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Fotovoltaico piccolo</b> (15-100 kWp): fornitura di rete: €0,047/kWh tariffa fornitura interna non presente.</li> <li>• <b>Fotovoltaico grande</b> (15 kWp - 500 kWp): fornitura di rete: €0,057/kWh, fornitura interna: €0,110/kWh</li> <li>• <b>Fotovoltaico a terra</b> (500 kWp - 6 MWp): fornitura di rete: €0,057/kWh, fornitura interna: €0,093/kWh</li> </ul>
	Volume massimo di energia incentivabile E <sub>max</sub>	<p>Ore a pieno carico per categoria: [29]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Fotovoltaico piccolo:</b> 900 ore/anno</li> <li>• <b>Fotovoltaico grande e a terra:</b> 730 ore/anno</li> </ul>
DEU <sub>FI</sub>	Feed-in Tariff - [28]	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Up to 10 kW: 85.1 €/MWh</li> <li>• 10 - 40 kW: 74.3 €/MWh</li> <li>• 40 kW -1 MW: 76.4 €/MWh</li> </ul>
DEU <sub>FFI</sub>	Full Feed-in Tariff: FiT + aggiunta extra compenso - [28]	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Up to 10 kW: 85.1 €/MWh + 48 €/MWh</li> <li>• 10 - 40 kW: 74.3 €/MWh + 38 €/MWh</li> <li>• 40 kW -1 MW: 76.4 €/MWh + 51 €/MWh</li> </ul>

### **3.8 Conclusioni**

Questo capitolo ha applicato praticamente, con tutte le limitazioni e le semplificazioni del caso il confronto tra i 4 meccanismi nazionali di remunerazione delle CER. L'applicazione del framework M1-M2-M3 al dataset OPSD ha permesso di tradurre differenze normative qualitative in parametri quantitativamente confrontabili, creando le condizioni per un'analisi empirica rigorosa.

La strategia di ricerca adottata si è fondata su due pilastri complementari. Il primo consiste nell'applicazione trasversale dello stesso dataset energetico ai 4 contesti nazionali, garantendo che le divergenze economiche osservabili siano attribuibili esclusivamente alle differenze nei sistemi di incentivazione e non a variazioni nei profili di produzione o consumo. Questo approccio metodologico isola l'effetto dei meccanismi, permettendo di confrontare la loro risposta strutturale alle medesime condizioni energetiche.

Il secondo pilastro risiede nella costruzione di scenari compositivi che modificano selettivamente la presenza di grandi consumatori industriali e la scala operativa della comunità. Questi scenari non mirano a identificare la composizione ottimale delle CER obiettivo che richiederebbe l'ottimizzazione su variabili multiple e specifiche di contesto ma fungono da strumento di test per valutare la sensibilità eterogenea dei meccanismi a variazioni nella struttura comunitaria. La domanda non è *"quale CER funziona meglio"*, ma *"come rispondono diversamente i meccanismi italiani, spagnoli, olandesi e tedeschi quando la stessa comunità subisce trasformazioni compositive"*.

La caratterizzazione energetica ha evidenziato pattern distintivi tra utenze industriali e residenziali che costituiscono il fondamento dell'analisi. L'asimmetria strutturale tra il deficit permanente del profilo industriale e il surplus estivo del settore residenziale crea condizioni differenziate per i meccanismi basati sulla condivisione interna (Italia, Spagna) rispetto a quelli orientati alla produzione totale o all'export (Germania FFI, Germania FI). La stagionalità estrema tra luglio e gennaio, con l'azzeramento pressoché completo dell'export invernale, introduce una seconda dimensione di variabilità che consente di osservare come la composizione del valore economico tra M1, M2 e M3 si modifichi al variare delle condizioni produttive.

L'applicazione dei parametri normativi nazionali ha richiesto scelte esplicite per garantire comparabilità senza compromettere la specificità di ciascun sistema. Le semplificazioni adottate dal disallineamento temporale tra dati energetici e parametri incentivanti, all'esclusione dei costi operativi, fino alle approssimazioni sui prezzi retail rappresentano compromessi necessari per un'analisi comparativa su scala europea. Tali semplificazioni non invalidano la capacità dello studio di rivelare differenze strutturali tra meccanismi, ma ne delimitano l'ambito interpretativo.

Il capitolo ha quindi costruito il terreno su cui testare empiricamente le ipotesi teoriche formulate nel framework M1-M2-M3. I meccanismi italiani, spagnoli, olandesi e

tedeschi, ciascuno con la propria logica di incentivazione sono ora pronti per essere confrontati su dati reali che catturano la complessità dei flussi energetici comunitari. Il prossimo capitolo presenterà i risultati di questo confronto.

## 4. Risultati e analisi comparativa dei meccanismi nazionali

### 4.1 Struttura

Questo capitolo presenta i risultati dell'applicazione del framework M1-M2-M3 ai 4 contesti nazionali analizzati (Italia, Spagna, Olanda, Germania), utilizzando i dati energetici reali del dataset OPSD. L'obiettivo centrale è confrontare come meccanismi di remunerazione strutturalmente diversi generano e distribuiscono valore economico nelle CER rispondendo alla domanda di ricerca principale: *Come funzionano i diversi meccanismi nazionali di remunerazione delle CER, e come rispondono all'eterogeneità?*

L'analisi adotta una logica di presentazione **dal generale al particolare**, articolandosi su 3 livelli progressivamente più dettagliati:

**Performance economiche aggregate** attraverso il Parametro Economico Globale (PEG), che fornisce una visione d'insieme, evidenziando differenze quantitative tra paesi, scenari e stagioni, rispondendo alla domanda: *quale valore economico generano le diverse configurazioni?*

1. **Scomposizione del valore** nelle componenti M1 (risparmio autoconsumo), M2 (incentivo comunitario) e M3 (ricavo export), rivelando le logiche economiche di ciascun sistema.
2. **Analisi della sensibilità compositiva**, che quantifica come ciascun meccanismo risponde alle variazioni nella struttura della comunità (rimozione industria, espansione residenziale). Questo identifica quali meccanismi sono fragili o resilienti rispetto all'eterogeneità comunitaria.

I risultati presentati derivano dall'analisi di 2 periodi stagionali opposti (luglio 2024 per l'estate, gennaio 2025 per l'inverno) applicati a 3 scenari compositivi rappresentati in Figura 16 (Baseline con presenza industriale, Scenario 1 esclusivamente residenziale, Scenario 2 con espansione residenziale).

**Matrice di analisi:** I risultati derivano dall'applicazione di:

- **4 meccanismi nazionali:** Italia, Spagna, Olanda, Germania (FI e FFI)
- **3 scenari compositivi:** Baseline (6R+1I), Scenario 1 (6R), Scenario 2 (12R+1I)
- **2 periodi stagionali:** gennaio (minima produzione) e luglio (massima produzione)

Questa matrice 4×3×2 permette di isolare l'effetto specifico dei framework normativi, controllando per le variabili energetiche e osservando come gli stessi flussi di produzione e consumo generino risultati economici diversi a seconda del contesto regolativo.

**Approfondimenti specifici:** Confronto diretto delle performance relative tra paesi e studio del caso olandese, che presenta discontinuità strutturali legate a soglie tecniche.

## 4.2 PEG performance economica aggregata

Il Parametro Economico Globale (PEG), definito come la somma algebrica delle 3 componenti M1+M2+M3, permette il confronto immediato tra meccanismi nazionali. Figura 24 evidenzia l'effetto moltiplicativo della stagionalità: il PEG raggiunge valori più elevati in estate (fattore 10x rispetto all'inverno), con maggiore diversificazione tra le nazioni. Nel periodo invernale (gennaio), i meccanismi nazionali mostrano una convergenza.



Figura 24 Overview - PEG gennaio vs luglio

### 4.2.1 L'effetto stagionalità: gennaio vs luglio

Il confronto tra i periodi invernali ed estivi rivela la stagionalità come fattore moltiplicativo delle differenze tra meccanismi nazionali. Figura 25 (gennaio) e Figura 26 (luglio), presentano i valori del *PEG* per ciascun paese, scenario e periodo stagionale, rivelando pattern distintivi che caratterizzano i sistemi di incentivazione europei, l'intervallo di variazione del *PEG* tra i 5 meccanismi analizzati si amplifica drasticamente nel periodo di massima produzione fotovoltaica (periodo estivo). L'impatto della stagionalità sulle performance economiche delle CER emerge con particolare evidenza dal confronto sistematico tra i periodi di minima e massima produzione fotovoltaica. La Figura 25 (gennaio) e Figura 26 (luglio), presentano i valori del *Parametro Economico Globale (PEG)* disaggregati per paese, scenario compositivo e periodo stagionale. L'analisi visiva di questi grafici a barre permette di identificare immediatamente due pattern fondamentali: la convergenza invernale dei meccanismi nazionali verso valori comparabili (range 25-243€) e la marcata divergenza estiva (range 113-2.820€), con un rapporto di variabilità che raggiunge un fattore 10x tra le due stagioni.

**Nota:** Il confronto con il periodo estivo (Figura 26) evidenzia un fattore di scala approssimativo di 10:1, sottolineando come la stagionalità operi come amplificatore selettivo delle specificità dei meccanismi nazionali.



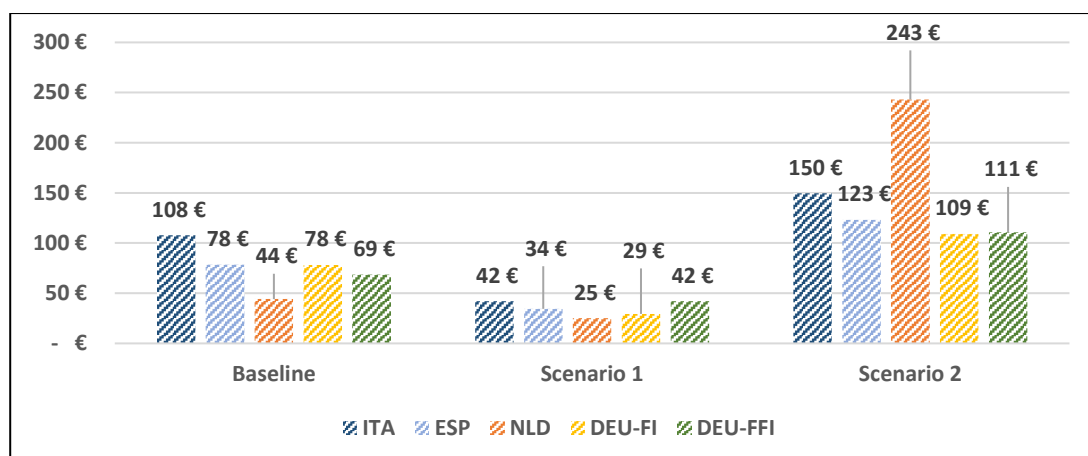


Figura 25 Parametro economico globale (PEG) dei meccanismi nazionali nel periodo invernale (gennaio)

Nel periodo invernale (gennaio), rappresentato nella Figura 25, i meccanismi nazionali mostrano una convergenza, questa omogeneizzazione invernale riflette una condizione operativa comune a tutti i meccanismi: quando la produzione fotovoltaica è minima e viene interamente autoconsumata, la componente M1 (risparmio individuale) domina completamente il PEG (Figura 28), riducendo le differenze tra sistemi che incentivano oggetti diversi (energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ), produzione totale ( $E^P$ ) o export  $E^{EX}$ ).

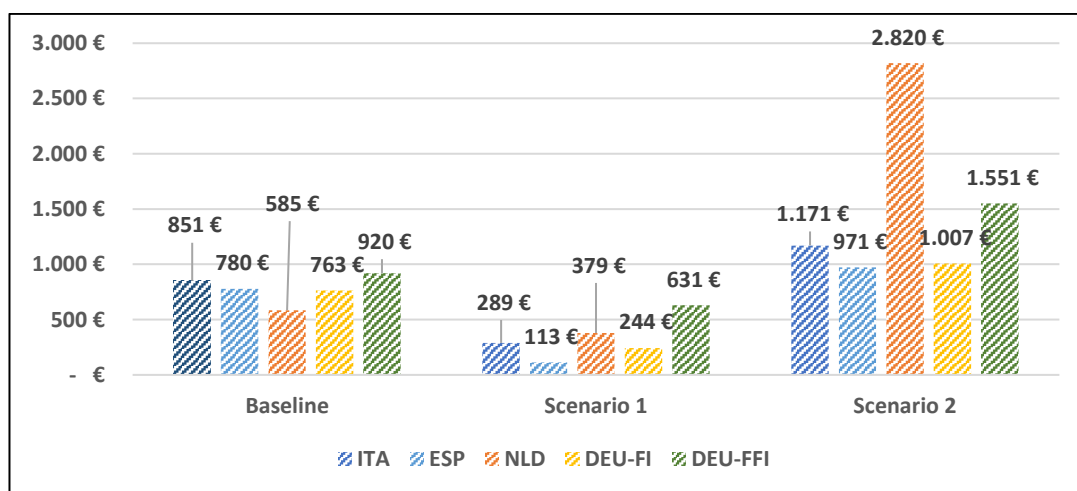


Figura 26 Parametro economico globale (PEG) dei meccanismi nazionali nel periodo estivo (luglio)

Nel periodo estivo (luglio), Figura 26, emerge invece una forte divergenza tra meccanismi, l'amplificazione estiva delle differenze raggiunge un fattore approssimativo di 10x rispetto al periodo invernale (Figura 24).

**NOTA:** Le 2 scale grafiche non sono direttamente comparabili visivamente e il confronto quantitativo deve basarsi sui valori numerici riportati sopra ciascuna barra. La differenza di scala non rappresenta un artefatto grafico ma riflette la realtà fisica della produzione fotovoltaica, che nel dataset analizzato passa da 0,5 MWh/mese in gennaio a 7,3 MWh/mese in luglio per la configurazione Baseline.

La stagionalità opera come discriminante perché modifica radicalmente la disponibilità di surplus energetico. In inverno, la quasi totalità della produzione viene autoconsumata individualmente ( $E^{AC} \approx E^P$ ), rendendo trascurabili sia l'energia condivisibile ( $E^{VC} \approx 0$ ) sia l'energia esportabile ( $E^{EX} \approx 0$ ). Di conseguenza, le componenti M2 e M3, che differenziano strutturalmente i meccanismi nazionali, contribuiscono in modo marginale al PEG. In estate, al contrario, il significativo surplus nelle ore centrali della giornata, attiva pienamente le logiche differenziate di incentivazione.

Il meccanismo tedesco Full Feed-in emerge come il più remunerativo in termini assoluti, beneficiando della remunerazione garantita su tutta la produzione ( $E^P$ ) senza vincoli di matching con il consumo locale. L'Italia si posiziona seconda grazie alla doppia incentivazione (TIP + TRASE) sull'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ). La Spagna, pur basandosi anch'essa sulla condivisione, ottiene performance leggermente inferiori a causa dell'assenza di incentivi monetari diretti, compensando solo attraverso l'esenzione totale dai costi di rete.

**Scenario 1, mese di luglio** (solo utenze residenziali):

1. **Germania FFI:** 631€ (-31% vs Baseline)
2. **Olanda:** 379€ (-35% vs Baseline)
3. **Italia:** 289€ (-66% vs Baseline)
4. **Germania FI:** 244€ (-68% vs Baseline)
5. **Spagna:** 113€ (-86% vs Baseline)

Da notare nello Scenario 1 la vulnerabilità del meccanismo spagnolo che con la rimozione dell'utenza industriale elimina il principale consumatore energetico che permetteva il matching con il surplus residenziale, trasformando l'energia precedentemente condivisa in export non incentivato. La Germania FFI, al contrario, beneficia paradossalmente della configurazione esclusivamente residenziale, confermando che l'assenza di meccanismi basati sulla condivisione ( $M2=0$  per design) rende il sistema immune alle variazioni compositive che influenzano il matching domanda-offerta.

**Scenario 2 mese di luglio** (espansione residenziale):

1. **Olanda:** 2820€ (+482% vs Baseline)
2. **Germania FFI:** 1551€ (+69% vs Baseline)
3. **Italia:** 1171€ (+38% vs Baseline)
4. **Germania FI:** 1007€ (+32% vs Baseline)
5. **Spagna:** 971€ (+24% vs Baseline)

La Germania FFI consolida la leadership con una crescita proporzionale alla produzione (+69% a fronte di un +64% di capacità installata). L'incremento del PEG olandese nello Scenario 2 (+482%), questo valore si riferisce alla configurazione con

impianto da 85 kWp che supera la soglia di 66.5 kWp, attivando il premio aggiuntivo per energia extra-rete e abilitando l'autoconsumo individuale dell'azienda che ospita l'impianto.

Dall'analisi comparativa emergono due pattern stabili:

**Germania FFI costantemente elevata:** Il meccanismo Full Feed-in tedesco mantiene la leadership economica in estate attraverso tutti gli scenari, dimostrando che la remunerazione garantita su tutta la produzione, combinata con l'assenza di vincoli comunitari, massimizza il valore assoluto generato. Tuttavia, questo primato economico si realizza al costo dell'eliminazione completa della dimensione sociale:  $M2=0$  implica l'assenza di qualsiasi incentivo alla condivisione, trasformando le *Bürgerenergiegesellschaft* in aggregatori puramente procedurali.

**Spagna vulnerabile alla composizione:** Il meccanismo spagnolo mostra la **massima sensibilità compositiva**, con variazioni del PEG estivo tra scenari che oscillano tra -86% (Scenario 1) e +24% (Scenario 2) rispetto al Baseline. Questa vulnerabilità deriva dalla **dipendenza strutturale dal matching fisico**: l'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ) viene valorizzata solo se effettivamente consumata dai membri secondo i coefficienti  $\beta$ , rendendo la presenza di grandi consumatori essenziale per assorbire il surplus residenziale.

Questi pattern rivelano un **trade-off fondamentale** che attraversa i meccanismi europei: i sistemi che massimizzano l'incentivazione della dimensione comunitaria ( $M2$  elevato) offrono potenzialmente benefici significativi ma risultano vulnerabili all'eterogeneità compositiva, mentre i sistemi che privilegiano la stabilità economica ( $M3$  dominante) rinunciano alla valorizzazione della condivisione, riducendo le CER a semplici aggregazioni di produttori individuali.

### **4.3 Scomposizione del valore: analisi delle componenti M1-M2-M3**

La comprensione delle performance aggregate del PEG richiede l'analisi della sua composizione interna, ovvero come il valore economico totale si distribuisce tra risparmio da autoconsumo individuale ( $M1$ ), incentivo sulla dimensione comunitaria ( $M2$ ) e ricavo dall'energia esportata ( $M3$ ). Questa scomposizione rivela le logiche economiche di ciascun meccanismo nazionale, evidenziando se e come privilegino l'autonomia energetica locale, la condivisione comunitaria o l'integrazione con i mercati esterni.

#### **4.3.1 Composizione del PEG nel periodo invernale**

Come già presentato, il periodo invernale, caratterizzato da produzione fotovoltaica minima e assenza di surplus energetico, produce una composizione del PEG

sostanzialmente uniforme tra tutti i meccanismi nazionali e scenari analizzati. Per quantificare l'impatto delle trasformazioni compositive sui flussi energetici invernali, la Tabella 12 presenta il profilo energetico aggregato del mese di gennaio disaggregato per scenario. I dati mostrano le variazioni di import ( $E^{\text{IM}}$ ), produzione ( $E^{\text{P}}$ ) ed export ( $E^{\text{EX}}$ ) rispetto alla configurazione Baseline, permettendo di comprendere come la rimozione dell'industria (Scenario 1) o l'espansione residenziale (Scenario 2) modifichino i flussi energetici disponibili per ciascun meccanismo nazionale.

La Tabella 12 presenta il profilo energetico mensile del periodo invernale (gennaio) per i 3 scenari analizzati. È importante sottolineare che questi valori energetici sono identici per tutti i meccanismi nazionali confrontati, in quanto derivano dall'applicazione dello stesso dataset OPSD alle diverse configurazioni compositive. La differenziazione tra Italia, Spagna, Olanda e Germania emerge esclusivamente nella fase di valorizzazione economica di questi flussi energetici attraverso i rispettivi framework M1-M2-M3, non nei flussi fisici di produzione, importazione ed esportazione che caratterizzano ciascuno scenario.

Questa uniformità energetica costituisce un presupposto metodologico fondamentale dell'analisi comparativa: mantenendo invariati i profili di produzione e consumo e modificando esclusivamente i meccanismi di remunerazione, si garantisce che le differenze osservate nel PEG siano attribuibili unicamente alle scelte di policy nazionale e non a fattori confondenti quali variazioni climatiche, inefficienze tecniche o comportamenti differenziati dei membri.

*Tabella 12 Profilo energetico mensile (gennaio) in funzione degli scenari ipotizzati*

Gennaio	Baseline [kWh]	$\Delta$ Scenario 1 [%]	$\Delta$ Scenario 2 [%]
$E^{\text{IM}}$	58872	-95%	+5%
$E^{\text{P}}$	552	-43%	+57%
$E^{\text{EX}}$	56	0%	+100%

La Tabella 12 mostra le trasformazioni invernali: lo Scenario 1 elimina il 95% dell'import rimuovendo l'industria, con produzione -43% e export costante (già minimo nel Baseline). Lo Scenario 2 evidenzia dominio industriale sul consumo (+5% import) nonostante raddoppio residenziale.

**Predominanza assoluta di M1:** Durante il mese di gennaio, come già evidenziato nella caratterizzazione energetica, la produzione fotovoltaica, risulta inferiore al consumo istantaneo delle utenze in tutti gli intervalli orari. Questa condizione determina che tutta la produzione viene autoconsumata individualmente dietro il contatore, generando risparmio M1 ma azzerando di fatto sia l'energia virtualmente condivisa ( $E^{\text{VC}} \approx 0$ ) sia l'energia esportata ( $E^{\text{EX}} \approx 0$ ), quindi:

- $E^{\text{AC}} \approx E^{\text{P}}$ : Tutta la produzione viene autoconsumata individualmente
- $E^{\text{VC}} \approx 0$ : Non esiste surplus disponibile per matching comunitario

- $E^{EX} \approx 0$ : Assenza di energia esportabile verso la rete

Di conseguenza, le componenti M2 e M3 contribuiscono in modo trascurabile al PEG:

- $M2 \approx 0$  nei meccanismi italiani e spagnoli (nessuna energia condivisibile)
- $M3 \approx 0$  in tutti i sistemi (nessuna esportazione significativa)
- $M1$  domina come unica componente rilevante

$M2 \approx 0$ : Nei meccanismi italiani e spagnoli, che basano l'incentivo comunitario su  $E^{VC}$ , l'assenza di matching tra surplus produttivi e deficit di consumo elimina quasi completamente questa componente. Il caso tedesco (sia FI che FFI) mantiene  $M2=0$  per definizione normativa.

$M3 \approx 0$ : L'energia esportata in gennaio è minimale, generando ricavi da vendita marginali in tutti i meccanismi.

Durante l'inverno, come visibile in Figura 27 la componente M1 rappresenta sistematicamente oltre il 90% del totale in tutti gli scenari analizzati, indipendentemente dal contesto nazionale. Il PEG invernale diventa quindi una misura diretta del risparmio da autoconsumo, con le piccole differenze tra paesi, attribuibili principalmente alle diverse strutture di costo retail dell'energia elettrica utilizzate per valorizzare M1.

Anche le trasformazioni della struttura comunitaria (rimozione dell'industria nello Scenario 1, raddoppio residenziale nello Scenario 2) non modificano sostanzialmente il pattern invernale di dominanza di M1, poiché la limitazione fondamentale rimane la scarsità di produzione fotovoltaica piuttosto che la composizione dei membri.

Il sistema italiano, spagnolo e tedesco FI, indipendentemente dalla loro architettura di incentivazione (condivisione - produzione - export), collassano verso la valorizzazione del solo autoconsumo individuale, come visibile in Figura 27.

Nota: Il caso olandese *kleinverbruikers*, presenta  $M1=0$  per costruzione normativa (assenza di autoconsumo), con il valore economico totalmente concentrato su M3.

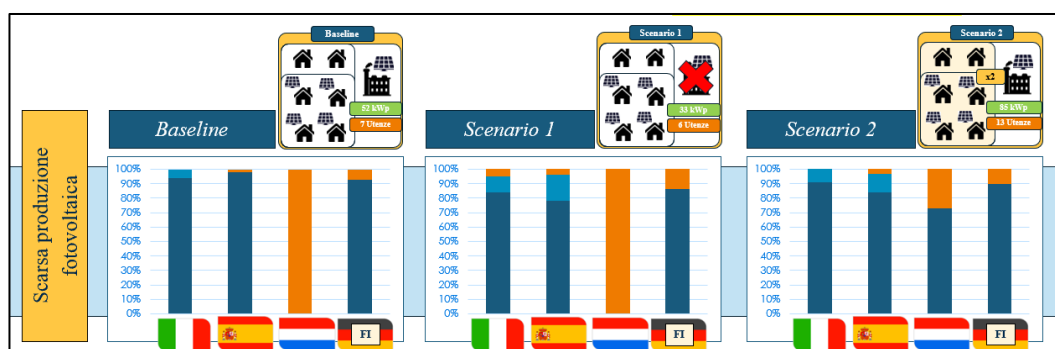


Figura 27 Overview - Composizione percentuale M1-M2-M3 inverno

L'analisi dettagliata per scenario Figura 28 conferma la predominanza strutturale di M1 in inverno. Anche trasformazioni radicali della composizione comunitaria (Scenario 1 e 2) non alterano questo pattern, poiché la limitazione fondamentale rimane la scarsità di produzione fotovoltaica.

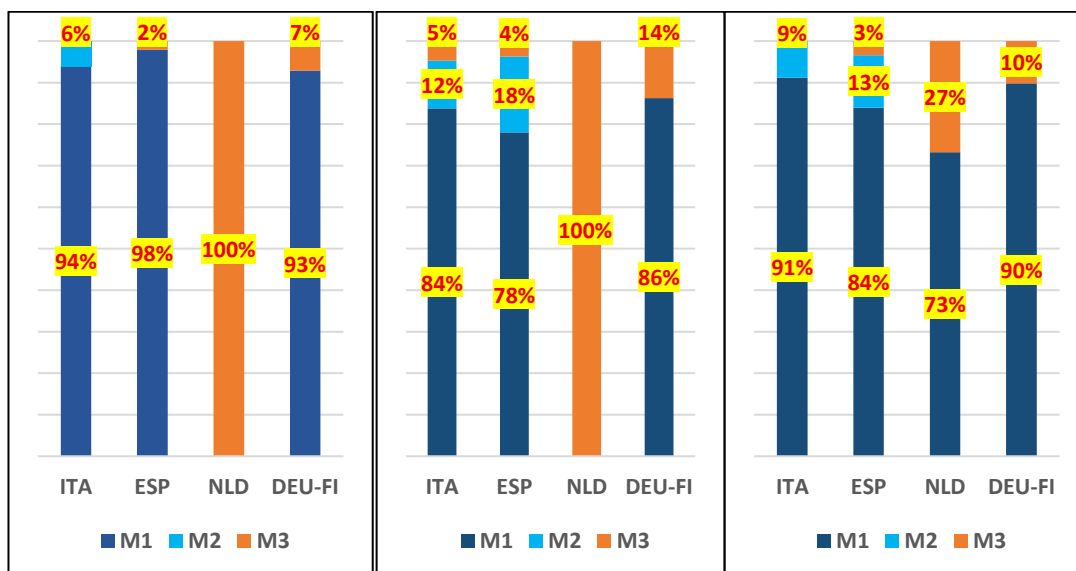


Figura 28 Composizione percentuale M1-M2-M3 invernale (Baseline – Scenario 1 -Scenario 2)

#### 4.3.2 Composizione del PEG nel periodo estivo

Il periodo estivo rappresenta il momento in cui il surplus produttivo fotovoltaico attiva pienamente le diverse logiche di incentivazione nazionali. L'analisi della composizione del PEG nello Scenario Baseline rivela come ciascun meccanismo distribuisca il valore economico tra le 3 componenti fondamentali, evidenziando scelte strategiche e trade-off strutturali.

Figura 29 evidenzia come il periodo estivo riveli le differenze strutturali tra meccanismi. I sistemi italiano e spagnolo mostrano una componente M2 elevata, mentre Germania FFI concentra il 100% del valore su M3. La rimozione dell'industria (Scenario 1) trasforma radicalmente la composizione del PEG nei meccanismi basati sulla condivisione (Italia e Spagna).

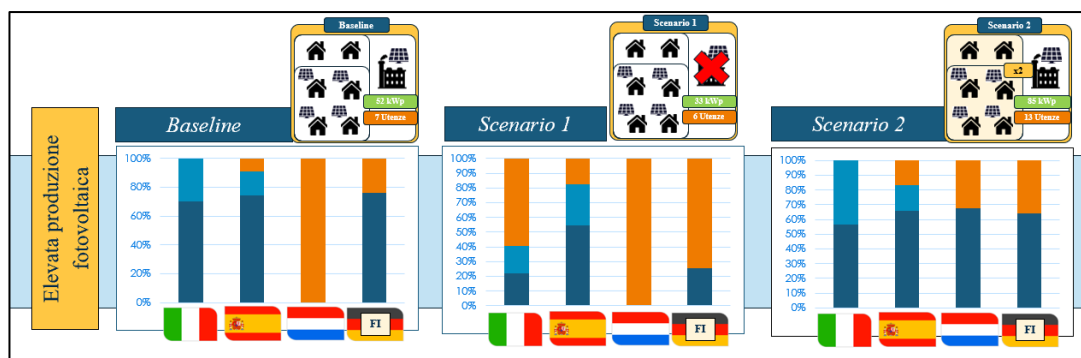


Figura 29 Overview - Composizione percentuale M1-M2-M3 estate

Il confronto tra scenari Figura 30 quantifica la vulnerabilità compositiva: nello Scenario 1, la Spagna vede crollare M2, compensata solo parzialmente da M3. Al contrario, lo Scenario 2 mantiene sostanzialmente invariate le proporzioni M1-M2-M3, confermando la scalabilità dei meccanismi quando l'industria rimane presente.

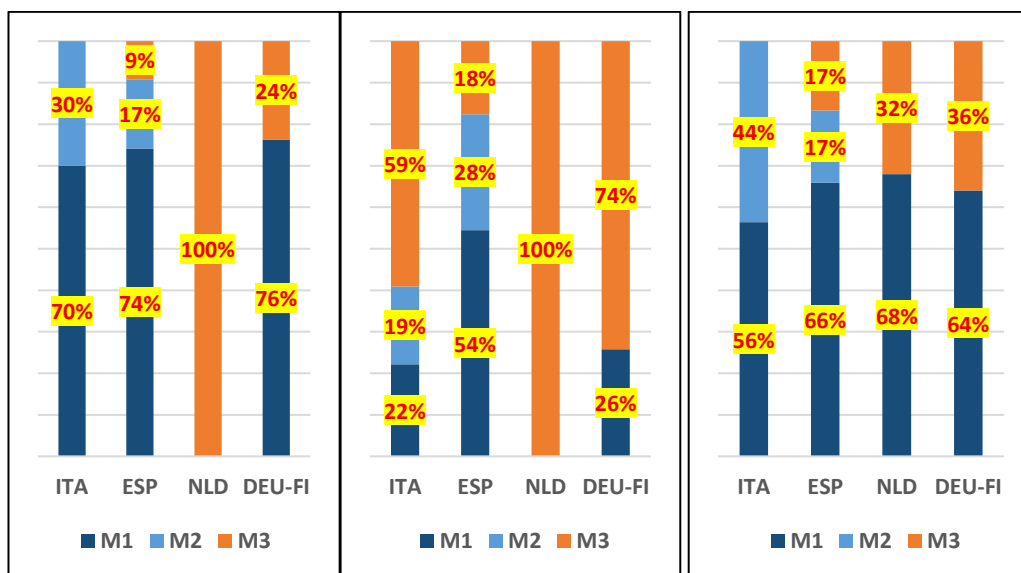


Figura 30 Composizione percentuale M1-M2-M3 estate (Baseline - Scenario 1 - Scenario 2)

L'analisi comparativa rivela una **correlazione inversa tra peso di M2 e stabilità del PEG**: i meccanismi con M2 elevato (Italia, Spagna) mostrano le maggiori variazioni tra scenari, mentre meccanismi con M2 assente o marginale (Germania FFI, Olanda sotto soglia) risultano più stabili. Questa relazione non è casuale ma riflette una proprietà strutturale: M2, essendo calcolato sull'energia virtualmente condivisa  $E^{VC}$  che dipende dal matching tra import ( $E^{IM}$ ) ed export energetico ( $E^{EX}$ ) risulta **intrinsecamente sensibile alla composizione dei membri**. Al contrario, M3 dipende solo dall'energia totale prodotta (nel caso FFI) o dall'eccedenza senza match (negli altri casi), risultando indipendente dalla struttura della domanda interna alla comunità.

La rimozione dell'utenza industriale dallo Scenario Baseline produce la modifica più drastica del contesto operativo, come evidenziato dalla Tabella 13: l'import energetico crolla del 98% in luglio, mentre la produzione si riduce del 35%. Questo riassetto dei flussi energetici trasforma radicalmente il regime operativo della comunità da **deficit strutturale** (scenario baseline) a **surplus strutturale** (scenario 1). Questa inversione spiega il crollo del PEG nei meccanismi basati sulla condivisione.

La Tabella 13 presenta il profilo energetico mensile del periodo estivo (luglio), mantenendo la medesima logica metodologica illustrata per la Tabella 12 relativa a gennaio. Anche in questo caso, i valori energetici riportati sono identici per tutti i meccanismi nazionali, rappresentando i flussi fisici di produzione, importazione ed esportazione che caratterizzano il dataset OPSD applicato ai 3 scenari compositivi.

Il confronto tra le 2 tabelle evidenzia la drammatica variazione stagionale che caratterizza i sistemi fotovoltaici. La produzione mensile passa da 0,5 MWh in gennaio a 7,3 MWh in luglio nello Scenario Baseline. Questa amplificazione stagionale della disponibilità energetica si traduce nella possibilità di generare surplus significativi che possono essere sia condivisi all'interno della comunità (incrementando  $E^{VC}$  e quindi M2) sia esportati verso la rete esterna (incrementando  $E^{EX}$  e quindi M3).

Mentre in gennaio l'export è pressoché nullo in luglio raggiunge 2.127 kWh nello Scenario Baseline, rappresentando il 29% della produzione totale. Questa disponibilità di energia esportabile costituisce il presupposto per l'attivazione differenziata dei meccanismi nazionali: sistemi che premiano l'export (Germania FFI) possono valorizzare pienamente questo surplus, mentre sistemi che richiedono matching interno (Italia, Spagna) devono bilanciare la quantità di energia che viene condivisa con i membri versus quella che viene ceduta alla rete.

*Tabella 13 Profilo energetico mensile (luglio) in funzione degli scenari ipotizzati*

Luglio	Baseline [kWh]	$\Delta$ Scenario 1 [%]	$\Delta$ Scenario 2 [%]
$E^{IM}$	68549	-98%	+ 2%
$E^P$	7314	-35%	+ 65%
$E^{EX}$	2127	0%	+ 100%

La rimozione dei grandi consumatori agisce come test per i meccanismi basati sulla condivisione, rivelando la loro dipendenza strutturale dal matching domanda-offerta. I sistemi con M2 elevato (ESP, ITA) subiscono contrazioni rispettivamente del 66 e 85%, mentre meccanismi senza dimensione comunitaria ( $DEU_{FFI}$ ) mostrano resilienza o addirittura miglioramenti relativi. Questo pattern conferma l'ipotesi teorica formulata nel capitolo 2: meccanismi che premiano la condivisione richiedono eterogeneità compositiva (presenza simultanea di prosumer e consumer, con profili temporali complementari) per esprimere il loro potenziale economico.

Il raddoppio della componente residenziale (da 6 a 12 utenze) produce un effetto radicalmente diverso sulla composizione del PEG. Come evidenziato dalla Tabella 13, la



produzione aumenta del 65%, mentre l'import cresce solo del 2%, confermando che l'utenza industriale continua a dominare il consumo totale anche nello Scenario 2.

Nel caso tedesco FFI il PEG passa da 920€ a 1.551€ (+69%), in linea con l'aumento della produzione (+65%). La composizione rimane invariata ( $M3 = 100\%$ ), confermando la scalabilità lineare dei meccanismi basati esclusivamente sulla produzione totale. Ogni kWh aggiuntivo prodotto genera lo stesso incremento marginale di PEG, indipendentemente da chi lo consuma.

In Italia il PEG aumenta da 851€ a 1.171€ (+38%), circa la metà della crescita energetica, questa crescita indica che il raddoppio delle utenze residenziali **non** raddoppia proporzionalmente  $E^{VC}$ .

In Spagna il PEG cresce da 780€ a 971€ (+24%), la logica è simile al caso italiano: il raddoppio residenziale aumenta  $E^{VC}$  disponibile, ma senza recuperare completamente le opportunità di matching del Baseline dove l'industria forniva un serbatoio energetico ideale.

## **4.4 Sensibilità compositiva dei meccanismi nazionali**

### **4.4.1 Impatto quantitativo delle trasformazioni compositive**

La sensibilità compositiva misura quanto le performance economiche di ciascun meccanismo variano in risposta a trasformazioni nella struttura della comunità (rimozione industria, espansione residenziale). Questa sezione quantifica tale sensibilità, isolando l'effetto delle modifiche compositive attraverso il confronto diretto tra scenari applicati allo stesso contesto normativo.

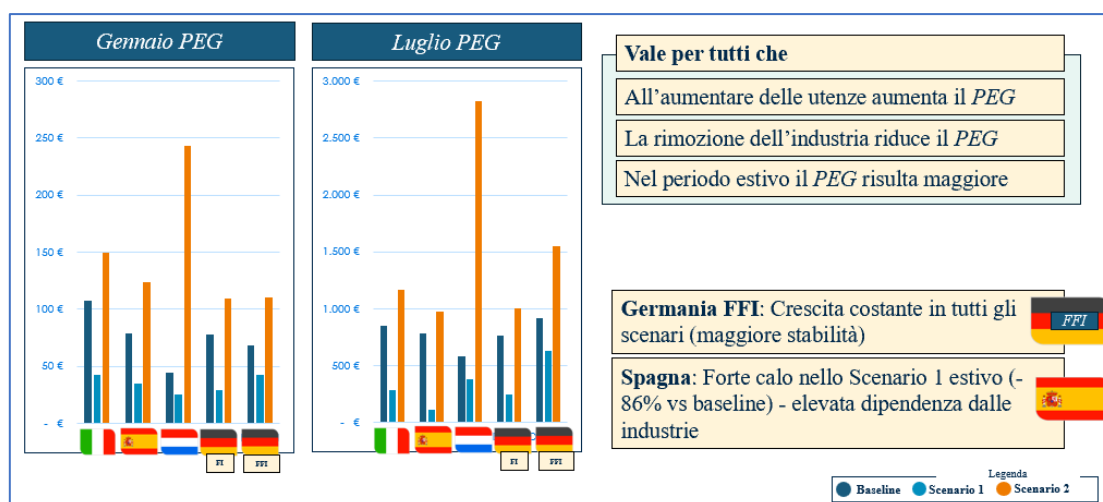
La Figura 31 sintetizza la sensibilità compositiva: il periodo estivo amplifica le vulnerabilità, con la Spagna che perde gran parte del PEG senza industrie, mentre la Germania FFI mantiene stabilità. Come detto in precedenza, l'inverno agisce come equalizzatore, riducendo le differenze tra meccanismi.

La rappresentazione grafica della Figura 31 permette di visualizzare immediatamente l'amplificazione stagionale della sensibilità compositiva attraverso il confronto diretto tra i periodi invernali ed estivi. Nel pannello sinistro, dedicato al mese di gennaio, si osserva una sostanziale convergenza dei valori del *PEG* tra tutti i meccanismi nazionali. Questa omogeneizzazione invernale conferma quanto emerso dall'analisi della composizione del valore: quando la produzione fotovoltaica è minima e viene interamente autoconsumata, le differenze strutturali tra meccanismi che incentivano la condivisione e quelli orientati all'export riducono di rilevanza economica.

Il pannello destro, che rappresenta il mese di luglio, rivela invece una divergenza marcata che amplifica di un fattore dieci le differenze osservate in inverno. Le annotazioni laterali della figura sintetizzano i pattern più significativi emersi dall'analisi: la Germania

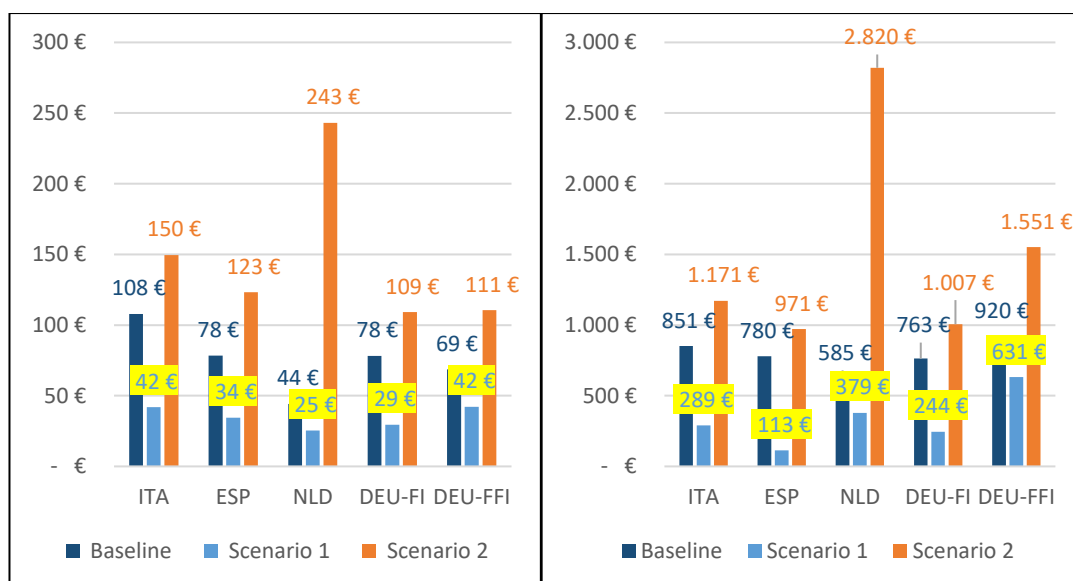
FFI mantiene una crescita costante attraverso tutti gli scenari, dimostrando la stabilità intrinseca dei meccanismi che rinunciano alla dimensione comunitaria in favore della massimizzazione della produzione; la Spagna evidenzia invece la massima vulnerabilità compositiva, con un crollo dell'86% nello Scenario 1 che testimonia la dipendenza critica dal matching fisico tra produzione residenziale e consumo industriale.

Lo Scenario 1, rappresentato dalle barre centrali in ciascun gruppo, quantifica l'impatto della rimozione dell'utenza industriale: mentre la Germania FFI subisce una contrazione limitata al 31%, i meccanismi basati sulla condivisione registrano riduzioni drammatiche che raggiungono l'86% nel caso spagnolo e il 66% in quello italiano. Questa asimmetria nella risposta non è casuale ma riflette la diversa distribuzione del valore economico tra le componenti M1, M2 e M3 analizzata nelle sezioni precedenti. Lo Scenario 2, rappresentato dalle barre di destra, mostra invece come l'espansione della componente residenziale generi crescite differenziate.



*Figura 31 Complessivo - Performance con variazione percentuali*

Figura 32 mostra amplificazione stagionale (rapporto estate/inverno 10:1). **Gennaio:** convergenza meccanismi (25 – 243 €), **luglio:** divergenza marcata con Scenario 1 che genera crolli asimmetrici (Spagna -86%, Italia -66%, Germania FFI -31%) e Scenario 2 crescite differenziate (Germania FFI +69%) Germania FFI costantemente robusta (M2=0), Spagna e Italia ad alta variabilità. Percentuali che si riferiscono al caso Baseline.



*Figura 32 Performance con variazione percentuali gennaio (sx) - luglio (dx)*

In Italia e Spagna la presenza di grandi consumatori con profili temporali complementari ai prosumer residenziali non è solo auspicabile ma **strutturalmente necessaria** per attivare il pieno potenziale economico del sistema. In Germania la resilienza compositiva si ottiene sacrificando l'incentivo alla condivisione.

*Tabella 14 Sensibilità compositiva dei meccanismi nazionali: variazioni del PEG in risposta a trasformazioni della struttura comunitaria (periodo estivo)*

	PEG [€]	Δ Scenario 1 [%]	Δ Scenario 2 [%]
ITA	851€	-66%	+38%
ESP	780€	-86%	+24%
NLD	585€	-35%	+482%
DEU <sub>FI</sub>	763€	-68%	+32%
DEU <sub>FFI</sub>	920€	-31%	+69%

Tabella 14 sintetizza quantitativamente la sensibilità compositiva del mese di luglio di ciascun meccanismo attraverso la differenza fra gli Scenari 1 e 2 rispetto allo Scenario Baseline. La sintesi comparativa conferma che **l'impatto della presenza/assenza di grandi consumatori varia drasticamente per meccanismo**.

## 4.5 Approfondimento: il caso olandese e l'effetto soglia

Il sistema olandese di incentivazione delle CER manifesta una peculiarità strutturale che merita un'analisi dedicata, inerente alla discontinuità nella remunerazione legata alla potenza installata degli impianti. Questa caratteristica, emersa dall'applicazione dello Scenario 2, rivela come vincoli tecnico-normativi apparentemente secondari possano influenzare le performance economiche delle CER.

#### **4.5.1 La natura tecnica della soglia**

La soglia di **66,5 kWp** che caratterizza il meccanismo olandese non rappresenta una scelta arbitraria del legislatore, ma deriva direttamente dalle caratteristiche tecniche delle connessioni elettriche residenziali. Il calcolo è lineare: una connessione trifase standard per piccoli consumatori (*kleinverbruikersaansluiting*) prevede 3 fasi da 80 A ciascuna a 400 V. Come già visto nel capitolo precedente, applicando la formula della potenza trifase ( $\sqrt{3} \times 400V \times 80A$ ) si ottiene una potenza nominale di connessione di 55,4 kW. Considerando il coefficiente di maggiorazione del 20%, si arriva precisamente ai 66,5 kWp che definiscono il limite superiore della categoria "*piccoli impianti*".

Questa classificazione tecnica si traduce in conseguenze economiche sostanziali, gli impianti che rimangono sotto questa soglia accedono a un regime semplificato di incentivazione che prevede solo la componente M3, mentre il superamento della soglia attiva automaticamente anche la componente M1 relativa all'energia consumata direttamente dall'utenza che ospita l'impianto cooperativo, inoltre si ha beneficio ad un extra sussidio calcolato sull'energia autoconsumata in loco, sempre dall'utenza che ospita l'impianto.

La Figura 33 visualizza concretamente le implicazioni economiche del superamento della soglia tecnica di 66,5 kWp attraverso il confronto tra quattro configurazioni distinte. Il pannello superiore sinistro, etichettato "Sotto soglia - KVA", rappresenta lo Scenario Baseline con 52 kWp di potenza installata: la composizione del valore mostra una netta predominanza della componente M3 (sussidio sull'energia immessa in rete) che costituisce il 100% del PEG sia in gennaio con 44 € che in luglio con 585 €. Questa configurazione riflette il regime semplificato per piccoli impianti fotovoltaici dove, come stabilito dalla normativa olandese, tutta l'energia viene obbligatoriamente immessa nella rete pubblica eliminando completamente l'autoconsumo individuale.

Il pannello inferiore sinistro mostra invece lo Scenario 1 con 33 kWp, che rimane anch'esso sotto la soglia critica: la struttura economica risulta identica alla configurazione Baseline, con M3 che rappresenta il 100% del valore generato, pari a 25 € in gennaio e 379 € in luglio. La rimozione dell'utenza industriale in questo scenario non modifica la classificazione normativa dell'impianto né introduce componenti economiche aggiuntive, confermando che per gli impianti sotto soglia il sistema olandese mantiene una logica di incentivazione puramente orientata all'export totale.

Il pannello superiore destro, etichettato "Sopra soglia - GVA", rappresenta lo Scenario 2 con 85 kWp e introduce una trasformazione radicale della struttura economica. Il superamento della soglia di 66,5 kWp attiva automaticamente la possibilità di autoconsumo individuale per l'utenza che ospita l'impianto cooperativo, generando per la prima volta la componente M1 evidenziata in blu scuro. In gennaio, M1 raggiunge 178 € mentre M3 si riduce a 65 €, determinando un PEG totale di 243 € con un incremento del 452% rispetto allo Scenario Baseline sotto soglia. Questo salto prestazionale non deriva

da un aumento proporzionale della produzione energetica, ma dall'attivazione di meccanismi remunerativi aggiuntivi: l'energia autoconsumata dall'utenza ospitante genera sia il risparmio diretto dal mancato acquisto dalla rete (componente M1) sia un sussidio aggiuntivo specifico per l'autoconsumo in loco, mentre l'energia immessa continua a beneficiare del sussidio base differenziato per la categoria *grootverbruikers* (GVA).

Il pannello inferiore destro completa l'analisi mostrando la configurazione sopra soglia nel periodo estivo di luglio: la componente M1 cresce a 1.916 € grazie all'elevata produzione fotovoltaica che permette un autoconsumo massiccio da parte dell'utenza industriale ospitante, mentre M3 contribuisce con 904 €. Il PEG totale raggiunge 2.820 €, registrando l'incremento straordinario del 482% rispetto al Baseline evidenziato nell'annotazione rossa. Questa crescita esponenziale non lineare testimonia come la soglia di 66,5 kWp non rappresenti semplicemente un confine amministrativo ma costituisca un punto di discontinuità strutturale nel sistema di incentivazione olandese. La freccia rossa che collega i due pannelli di destra enfatizza visivamente il ruolo critico del risparmio generato dall'autoconsumo M1, che passa da rappresentare il 73% del PEG invernale all'68% di quello estivo, mantenendo la propria centralità economica in entrambe le stagioni.

L'analisi grafica della Figura 33 rivela quindi come il sistema olandese, apparentemente uniforme nei suoi principi cooperativi, nasconda in realtà due regimi economici profondamente diversi separati da una soglia tecnica precisa. Gli impianti sotto 66,5 kWp operano in un modello semplificato dove tutto il valore deriva dall'export incentivato, mentre il superamento della soglia sblocca un modello che combina sussidi sull'energia esportata, premi sull'autoconsumo interno e corrispettivi pagati dall'utenza ospitante alla cooperativa.

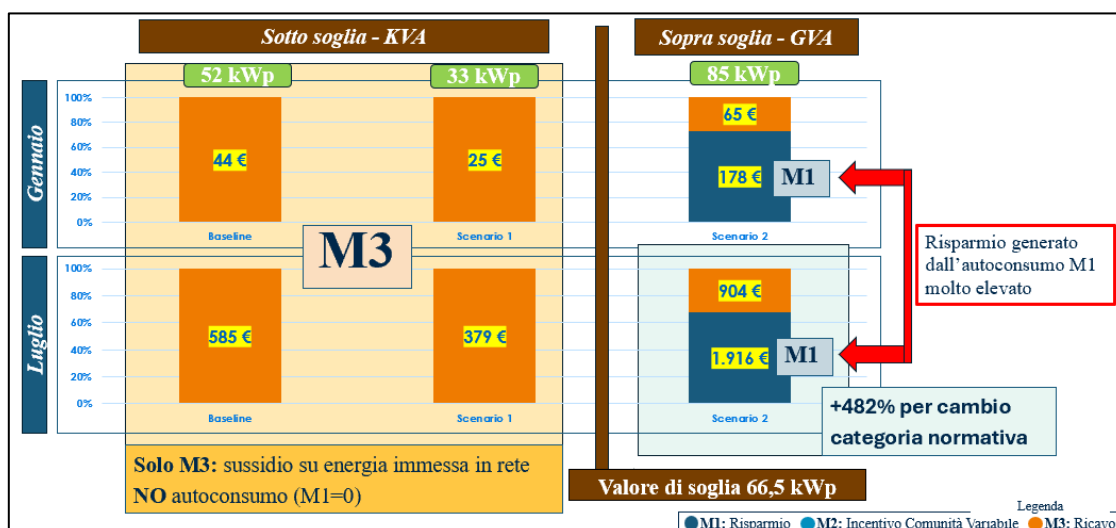


Figura 33 Overview grafica – Effetto soglia olandese

La Figura 34 offre una rappresentazione complementare degli stessi dati presentati nella Figura 33, riorganizzando l'informazione secondo una logica stagionale anziché per categoria normativa. I 2 pannelli, dedicati rispettivamente a gennaio e luglio, utilizzano grafici a barre impilate normalizzate al 100% per evidenziare la composizione relativa delle 3 componenti economiche indipendentemente dai valori assoluti del PEG. Questa rappresentazione permette di cogliere immediatamente come il rapporto tra M1, M2 e M3 si modifichi radicalmente al variare della stagione e della potenza installata.

Nel pannello sinistro di gennaio emerge con chiarezza la predominanza assoluta della componente M3 negli scenari sotto soglia (*KVA*): sia il Baseline che lo Scenario 1 mostrano barre interamente arancioni, confermando che durante il periodo invernale gli impianti *kleinverbruikers* generano valore esclusivamente attraverso il sussidio sull'energia immessa in rete. Lo Scenario 2, superando la soglia critica, introduce per la prima volta la componente M3. Nel pannello destro di luglio, questa trasformazione compositiva risulta ancora più evidente: mentre Baseline e Scenario 1 mantengono la struttura monodimensionale basata su M3.

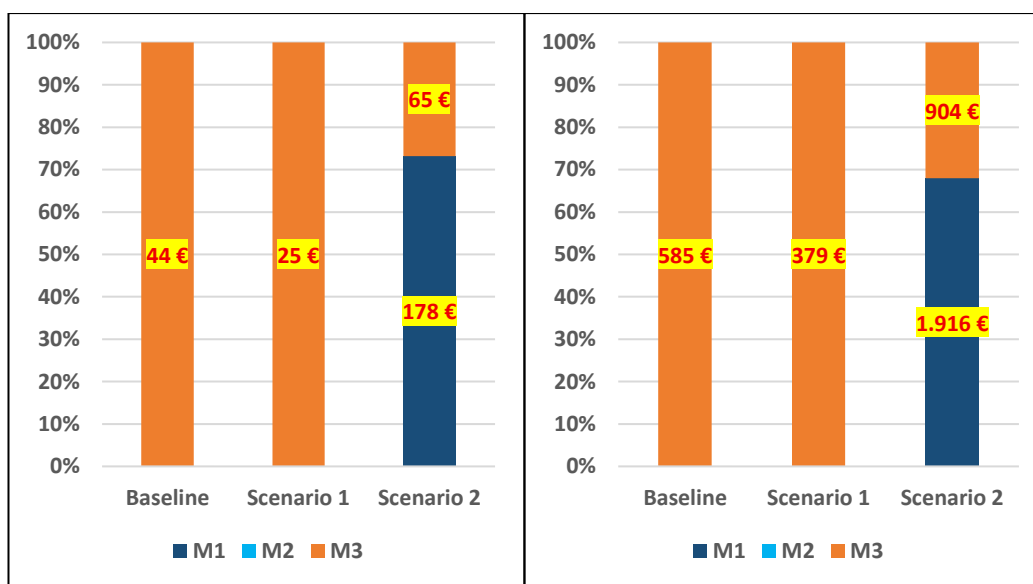


Figura 34 Effetto soglia olandese gennaio (sx) - luglio (dx)

**NOTA:** Tuttavia, questa logica normativa entra in potenziale tensione con un altro vincolo del sistema SCE: il limite di 5 kWp di potenza allocabile per singolo membro. Un impianto centralizzato da 85 kWp richiederebbe almeno 17 partecipanti ( $85 \div 5$ ).

## **4.6 Sintesi comparativa**

### **4.6.1 Come funzionano i diversi meccanismi nazionali?**

L'applicazione del framework ha rivelato che, nonostante l'apparente eterogeneità normativa, i meccanismi possono essere classificati lungo 2 dimensioni fondamentali: l'oggetto di incentivazione (cosa viene remunerato) e l'architettura di gestione dei benefici economici.

#### **Dimensione 1: Oggetto di incentivazione**

I sistemi italiano e spagnolo concentrano l'incentivazione sull'energia virtualmente condivisa  $E^{VC}$ , creando forti stimoli economici al matching orario tra produzione e consumo all'interno della comunità.

Al contrario, i meccanismi tedeschi incentivano primariamente la produzione totale  $E^P$  o l'export  $E^{EX}$ , con la componente M2 che risulta azzerata per scelta normativa. Il sistema FFI rappresenta il caso limite, tutta l'energia prodotta viene ceduta alla rete a tariffe garantite maggiorate, eliminando completamente sia l'autoconsumo individuale ( $M1=0$ ) sia qualsiasi forma di condivisione interna.

Il caso olandese occupa una posizione intermedia peculiare: il sussidio SCE incentiva tutta la produzione  $E^P$  indipendentemente dalla destinazione, ma prevede un premio aggiuntivo per la "*fornitura extra-rete*" che ricompensa l'utilizzo interno cooperativo (vedere 4.5).

#### **Dimensione 2: Architettura di gestione dei benefici economici**

La seconda dimensione critica riguarda il ruolo che la comunità svolge nella gestione dei flussi economici. I sistemi italiano e olandese adottano un modello di intermediazione collettiva: gli incentivi vengono erogati a un soggetto giuridico unitario (cooperativa, associazione) che poi li redistribuisce ai membri secondo criteri statutari. Questa architettura conferisce autonomia decisionale alla comunità ma richiede capacità amministrative più sofisticate e introduce costi di transazione.

Il sistema spagnolo elimina completamente questo livello di intermediazione attraverso il meccanismo dei coefficienti  $\beta$ : l'energia virtualmente condivisa ( $E^{VC}$ ) viene automaticamente scontata dalle bollette individuali dei membri in proporzione alle quote statutarie predefinite. Questo approccio semplifica drasticamente la gestione operativa ma riduce la flessibilità nella redistribuzione dei benefici.

I meccanismi tedeschi rappresentano l'estremo opposto: la *Bürgerenergiegesellschaft* funziona come aggregatore puramente procedurale, fornendo vantaggi burocratici (esenzione dalle aste) ma lasciando i flussi economici completamente individuali. Ogni

membro riceve direttamente le proprie tariffe feed-in senza alcun transito attraverso la comunità.

#### **4.6.2 Come i meccanismi rispondono all'eterogeneità compositiva?**

I dati della Figura 26 forniscono una risposta quantitativa chiara, i meccanismi mostrano sensibilità radicalmente eterogenee, con pattern che correlano strettamente con la distribuzione del valore tra le componenti M1-M2-M3.

**Sensibilità alta, meccanismi orientati alla condivisione:** Il sistema spagnolo emerge come il più vulnerabile alle variazioni compositive, con un crollo dell'85% del PEG quando viene rimossa l'utenza industriale (periodo estivo). Questa fragilità deriva dalla dipendenza quasi totale dal matching fisico tra produzione e consumo: quando il principale “*serbatoio*” energetico viene meno, l'energia precedentemente condivisa si trasforma in export che perde l'esenzione dai costi di rete, principale fonte di valore nel sistema spagnolo.

**Insensibilità strutturale, Full Feed-in tedesco:** Il sistema FFI dimostra la massima resilienza con una contrazione limitata al 31%. Questo comportamento si spiega con la sua struttura economica: avendo  $M1=0$  per scelta normativa (nessun autoconsumo) e  $M2=0$  per design (nessun incentivo alla condivisione), il PEG dipende esclusivamente da  $M3$  (export totale).

#### **4.6.3 Come la stagionalità modula le differenze?**

Il confronto tra Figura 26 (luglio) e Figura 25 (gennaio) fornisce una risposta, la stagionalità non si limita a modulare le differenze ma opera come vero e proprio interruttore che attiva o disattiva le specificità di ciascun meccanismo.

**L'inverno come equalizzatore:** Durante il periodo invernale (Figura 25) caratterizzato da produzione fotovoltaica minima quasi interamente autoconsumata, tutti i meccanismi convergono verso performance simili. Questo fenomeno di convergenza non è casuale ma riflette il collasso strutturale sulla componente  $M1$  (risparmio da autoconsumo) che avviene quando non esiste surplus energetico disponibile.

In queste condizioni, le sofisticate architetture di incentivazione alla condivisione (Italia, Spagna) diventano economicamente irrilevanti perché  $E^{VC} \approx 0$ , mentre i sistemi orientati all'export (Germania FFI) perdono il loro vantaggio strutturale perché  $E^{EX} \approx 0$ . Tutti i meccanismi si riducono quindi a remunerare essenzialmente lo stesso fenomeno, l'energia autoprodotta e consumata dietro il contatore, valorizzata al costo evitato dell'acquisto dalla rete.

**L'estate come amplificatore:** Al contrario, il periodo estivo (Figura 26) amplifica le differenze strutturali di un ordine di grandezza, questo deriva dall'attivazione



differenziata delle componenti M2 e M3, che dipendono criticamente dalla disponibilità di surplus energetico.

I meccanismi con elevata componente M2 (Italia, Spagna) beneficiano massimamente della possibilità di matching tra il surplus residenziale diurno e il deficit industriale permanente, trasformando energia che altrimenti andrebbe esportata in energia virtualmente condivisa  $E^{VC}$ . Al contrario, il sistema tedesco FFI valorizza tutto il surplus come export a tariffe maggiorate, indipendentemente dalle opportunità di utilizzo interno.

## **4.7 Discussione e conclusioni della ricerca**

### **4.7.1 Interpretazione dei risultati**

L'analisi ha confermato l'ipotesi teorica formulata nel capitolo 2: meccanismi che attribuiscono peso elevato alla componente M2 (incentivo sulla dimensione comunitaria) mostrano maggiore sensibilità alle variazioni compositive. La correlazione negativa tra quota M2 sul PEG e stabilità nello Scenario 1 emerge, il sistema spagnolo, subisce un crollo dell'85%; all'opposto, il sistema tedesco FFI, con  $M2=0$  per design, mostra resilienza con contrazione limitata.

Il design spagnolo è ottimizzato per massimizzare il valore quando le condizioni ideali sono soddisfatte (presenza di membri con profili complementari, come ad esempio, surplus residenziale che incontra deficit industriale). Proprio questo crea però una dipendenza critica da tali condizioni: quando vengono meno, il sistema non dispone di meccanismi alternativi di generazione del valore comparabili.

L'analisi conferma le osservazioni di [14] sulla significativa eterogeneità nell'implementazione delle direttive europee. I 4 paesi analizzati rappresentano approcci radicalmente diversi pur partendo dallo stesso framework normativo comunitario. Questa diversità non è casuale ma riflette priorità nazionali differenti: l'Italia privilegia la dimensione sociale con vincoli redistributivi specifici; la Spagna massimizza l'efficienza del matching attraverso totale libertà statutaria; l'Olanda persegue un modello cooperativo strutturato con soglie e vincoli operativi; la Germania opta per un sistema individualista che utilizza le CER come aggregatori procedurali.

La letteratura su meccanismi di distribuzione **interna** dei benefici, sviluppata da autori come [16], [30] e [32], identifica trade-off fondamentali tra efficienza economica, equità distributiva e semplicità gestionale. Questa ricerca conferma che tali trade-off **operano anche a livello dei meccanismi nazionali di remunerazione**: sistemi che massimizzano la generazione aggregata di valore (Spagna nel Baseline) richiedono composizioni comunitarie specifiche e comportano rischi di instabilità; sistemi che garantiscono stabilità (Germania FFI) rinunciano a valorizzare la dimensione cooperativa.

La scomposizione del valore economico nelle 3 componenti M1 (autoconsumo), M2 (condivisione) e M3 (export) e l'aggregazione nel Parametro Economico Globale ( $PEG = M1+M2+M3$ ) permettono confronti semplici e sintetici.

**Se l'obiettivo prioritario è massimizzare la condivisione energetica locale** e valorizzare la dimensione sociale-comunitaria delle CER, modelli con M2 elevato (tipo italiano o spagnolo) risultano appropriati.

**Se l'obiettivo è garantire stabilità economica** e massimizzare la produzione rinnovabile aggregata indipendentemente dall'utilizzo locale, modelli con M3 dominante e  $M2=0$  (tipo tedesco FFI e caso olandese KVA) forniscono resilienza superiore. Il costo di questa scelta è la rinuncia sostanziale alla dimensione cooperativa e ai benefici dell'ottimizzazione locale dei flussi energetici.

#### **4.7.2 Sintesi dei risultati principali**

L'applicazione del framework M1-M2-M3 ai 4 contesti nazionali ha prodotto evidenze empiriche che rispondono alle domande di ricerca formulate.

Il primo risultato fondamentale riguarda l'esistenza di trade-off strutturali tra incentivazione della condivisione e robustezza compositiva. I meccanismi europei incarnano scelte profondamente diverse su questo asse: Italia e Spagna massimizzano il valore economico generato quando le condizioni sono ideali, ovvero quando la comunità include membri con profili energetici complementari che permettono un elevato matching tra produzione e consumo. Tuttavia, questa specializzazione comporta una vulnerabilità intrinseca alla composizione comunitaria. Al contrario, la Germania con il modello Full Feed-in sacrifica completamente la dimensione comunitaria ( $M2=0$ ) per garantire stabilità economica indipendentemente dalla struttura dei membri. Questo risultato ha implicazioni pratiche immediate: la scelta del meccanismo non può essere valutata in termini assoluti ma deve considerare il contesto operativo specifico e le priorità strategiche. Una CER che può garantire una composizione stabile con grandi consumatori beneficerà maggiormente di meccanismi tipo italiano o spagnolo; una comunità con composizione variabile o dominata da piccoli prosumer trarrà maggiore stabilità da meccanismi tipo tedesco.

Il secondo risultato evidenzia come la stagionalità operi come amplificatore selettivo delle differenze tra meccanismi. Durante il periodo invernale, caratterizzato da produzione fotovoltaica minima, sistemi analizzati (Italia, Spagna e Germania FI) convergono funzionalmente verso performance simili, con il Parametro Economico Globale dominato dalla componente M1 (autoconsumo individuale) indipendentemente dalla sofisticazione dell'architettura di incentivazione. L'estate, al contrario, attiva pienamente le specificità di ciascun meccanismo, amplificando le differenze. Questa dinamica stagionale ha conseguenze concrete per la valutazione economica delle CER: proiezioni basate esclusivamente su dati estivi sovrastimano sistematicamente il valore

dei meccanismi orientati alla condivisione, mentre analisi su base annuale devono riconoscere che per circa metà dell'anno le differenze tra sistemi diventano marginali. Inoltre, questo pattern suggerisce che tecnologie di storage potrebbero modificare radicalmente la competitività relativa dei meccanismi, permettendo di trasferire surplus estivo a periodi di deficit invernale.

Il terzo risultato riguarda il ruolo differenziato della presenza di grandi consumatori nei vari meccanismi. L'analisi ha dimostrato che tale presenza non è universalmente rilevante ma dipende criticamente dall'architettura di incentivazione adottata. Nei sistemi spagnolo e italiano, grandi consumatori con domanda energetica elevata e relativamente costante costituiscono un elemento essenziale per assorbire il surplus residenziale nelle ore centrali diurne, trasformando energia che altrimenti verrebbe esportata a prezzi di mercato in energia virtualmente condivisa che beneficia di incentivi superiori. La loro rimozione provoca contrazioni del PEG dell'85% e 66% rispettivamente. Nel sistema tedesco FFI e olandese KVA, al contrario, la presenza o assenza di grandi consumatori risulta meno irrilevante, con variazioni limitate al 31% e 35%, poiché tutta l'energia prodotta viene comunque remunerata a tariffa garantita indipendentemente dalla destinazione. Questa asimmetria ha implicazioni pratiche per la progettazione delle CER: sistemi nazionali basati sulla condivisione richiedono una strategia che assicuri eterogeneità di profili energetici, mentre sistemi basati su produzione totale possono operare efficacemente anche con membri omogenei.

#### **4.7.3 Contributo metodologico ed empirico della ricerca**

L'obiettivo centrale di questa tesi è stato sviluppare e testare empiricamente un framework metodologico che permettesse l'analisi comparativa sistematica di diversi meccanismi nazionali di remunerazione delle CER. Il contributo specifico si è articolato su 3 livelli fondamentali.

Sul piano metodologico, la ricerca ha sviluppato un framework analitico unificato che scompone i sistemi nazionali di incentivazione in 3 macro-componenti economiche: il risparmio derivante dall'autoconsumo individuale (M1), l'incentivo variabile sull'energia virtualmente condivisa a livello comunitario (M2), e il ricavo dalla vendita dell'energia immessa in rete (M3). Queste componenti vengono poi aggregate nel Parametro Economico Globale ( $PEG = M1 + M2 + M3$ ) che permette di valutare e confrontare la performance economica complessiva di diverse configurazioni di CER operanti sotto meccanismi nazionali differenti.

La ricerca ha applicato questo framework analitico a 4 paesi europei che rappresentano contesti normativi maturi: Italia, Spagna, Olanda e Germania. Questi paesi sono stati selezionati sulla base del loro avanzato grado di implementazione della direttiva RED II e della presenza di meccanismi specifici di supporto alle CER. L'analisi ha utilizzato dati reali di produzione, import ed export energetico dal dataset Open Power

System Data, applicando il framework metodologico a 3 scenari compositivi differenti che rappresentano variazioni significative nella composizione di utenze.

Lo Scenario Baseline riproduce la configurazione originale con 6 utenze residenziali e una industriale, lo Scenario 1 mantiene solo le sei utenze residenziali eliminando l'industriale, mentre lo Scenario 2 raddoppia la componente residenziale. Questi scenari hanno permesso di quantificare come ciascun meccanismo nazionale risponda all'eterogeneità compositiva, isolando l'effetto della presenza o assenza di grandi consumatori sulla sostenibilità economica delle comunità. L'analisi temporale su due periodi stagionali opposti (gennaio e luglio) ha inoltre rivelato come la disponibilità di surplus fotovoltaico modifichi radicalmente la distribuzione del valore tra le componenti M1-M2-M3.

#### **4.7.4 Implicazioni per policy e operatori di CER**

I risultati di questa ricerca hanno implicazioni concrete per diversi stakeholder coinvolti nello sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili.

Per i decisori politici nazionali ed europei, l'analisi evidenzia che non esiste un modello di incentivazione universalmente ottimale. La scelta del meccanismo dovrebbe essere guidata da obiettivi strategici espliciti: se la priorità è massimizzare la produzione rinnovabile aggregata garantendo stabilità agli investitori, modelli tipo tedesco FFI risultano appropriati; se invece l'obiettivo include la valorizzazione della dimensione sociale e l'ottimizzazione locale dei flussi energetici, meccanismi che incentivano fortemente la condivisione (tipo italiano o spagnolo) sono più coerenti. La consapevolezza di questi trade-off può guidare scelte informate piuttosto che imitazioni acritiche di modelli altrui.

Per i promotori e gestori di CER, la ricerca fornisce strumenti per valutare la fattibilità economica di progetti in diversi contesti normativi. La sensibilità compositiva identificata suggerisce che in sistemi basati sulla condivisione (Italia, Spagna) la strategia di matchare consumo e produzione diventa variabile critica: è essenziale assicurare la presenza di consumatori con profili complementari ai prosumer residenziali, tipicamente utenze commerciali o industriali con domanda diurna elevata. In sistemi tipo tedesco, al contrario, la composizione è meno rilevante e l'attenzione può concentrarsi sulla massimizzazione della capacità produttiva installata.

Per gli investitori nel settore delle energie rinnovabili, l'analisi quantifica i rischi associati alla variabilità compositiva delle CER. In mercati con elevata componente M2, la sostenibilità economica dipende criticamente dal mantenimento di specifiche configurazioni comunitarie, introducendo un rischio di composizione che deve essere prezzato. Meccanismi con M3 dominante offrono maggiore prevedibilità ma potenzialmente rendimenti assoluti inferiori in condizioni ottimali.

#### **4.7.5 Limiti dello studio e prospettive future**

Questa ricerca presenta alcune limitazioni intrinseche che devono essere riconosciute, in quanto definiscono i confini interpretativi dei risultati e aprono prospettive per sviluppi futuri.

Sul piano metodologico, lo studio ha adottato semplificazioni necessarie per garantire la comparabilità cross-nazionale tra sistemi normativi profondamente eterogenei.

Il **disallineamento temporale** tra i dati energetici utilizzati (2016-2017) e i parametri incentivanti applicati (2024-2025) rappresenta una scelta consapevole e metodologicamente giustificata. Questa distanza temporale permette di testare i meccanismi di remunerazione più recenti su profili energetici empiricamente osservati e validati.

Parallelamente, l'utilizzo di un **dataset raccolto in territorio tedesco** (Baden-Württemberg) ma applicato a tutti i contesti nazionali analizzati costituisce una scelta strategica che **elimina consapevolmente la variabile geografico-climatica** dall'analisi. Applicando gli stessi profili di produzione fotovoltaica e consumo energetico a meccanismi italiani, spagnoli, olandesi e tedeschi, si garantisce che le differenze osservate nel Parametro Economico Globale (PEG) siano attribuibili **esclusivamente alle specificità dei framework normativi** e non a fattori confondenti quali la diversa irradiazione solare. Questa standardizzazione dei dati di input rappresenta una condizione necessaria per isolare l'effetto dei meccanismi di remunerazione.

In secondo luogo, l'**esclusione dei costi operativi** dal calcolo del PEG, le spese di manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti, i premi assicurativi e i costi di transazione è stata motivata dall'obiettivo di isolare le differenze nei meccanismi di remunerazione, questa scelta implica che i valori di PEG riportati rappresentino **ricavi lordi** e non utili netti.

La **diversità nazionale** e la **libertà statutaria** che caratterizzano i sistemi di Italia, Spagna e Olanda rendono **necessarie e doverose** ulteriori semplificazioni operative. L'**eterogeneità statutaria** all'interno di alcuni contesti nazionali amplifica la complessità del panorama europeo: non solo i meccanismi nazionali differiscono tra loro, ma anche all'interno dello stesso paese esistono molteplici implementazioni concrete che riflettono scelte organizzative locali. L'analisi ha pertanto adottato **ipotesi rappresentative**: per la Spagna, il calcolo dei coefficienti  $\beta$  attraverso la media tra quota produttiva e divisione egualitaria; per l'Olanda, la stima del corrispettivo energetico interno a 5 ct./kWh come metà del prezzo medio di mercato.

Nel caso olandese, la scelta di allocare l'intero impianto cooperativo presso l'utenza industriale rappresenta **uno scenario rappresentativo** tra le diverse configurazioni tecnicamente possibili, motivato da specifici vincoli normativi e opportunità economiche.

La normativa SCE stabilisce requisiti precisi che influenzano le scelte architetture: l'impianto deve avere una **potenza minima di 15 kWp** per accedere agli incentivi cooperativi e deve essere effettivamente condiviso, richiedendo **almeno un membro per ogni 5 kWp di capacità installata**. Questi vincoli tecnico-amministrativi rendono impraticabile la partecipazione di singoli prosumer residenziali con micro-impianti individuali, incentivando la costituzione di impianti centralizzati di maggiore taglia.

L'analisi ha inoltre escluso **tecnologie e strategie** che potrebbero modificare significativamente i risultati. L'assenza di sistemi di accumulo (batterie) nel dataset utilizzato implica che tutti i flussi energetici seguano logiche di matching orario istantaneo: la produzione fotovoltaica che eccede il consumo immediato viene necessariamente esportata, mentre i deficit devono essere soddisfatti attraverso import dalla rete. L'introduzione di storage distribuito permetterebbe di **disaccoppiare temporalmente** produzione e consumo, trasferendo surplus estivi diurni a periodi serali.

Sviluppi futuri potrebbero estendere l'analisi in diverse direzioni. L'inclusione di sistemi di accumulo permetterebbe di valutare come la componente M1 (autoconsumo) possa essere artificialmente aumentata attraverso storage distribuito, modificando i trade-off identificati. L'analisi di orizzonti temporali pluriennali, considerando l'evoluzione dinamica delle CER (entrata/uscita di membri, espansione della capacità installata, cambiamenti nelle regole di governance interna), fornirebbe comprensione più profonda della resilienza economica nel lungo periodo. Infine, l'estensione geografica ad altri contesti nazionali europei (Francia, Portogallo, paesi nordici) permetterebbe di testare il framework M1-M2-M3 e identificare ulteriori varianti strutturali nei meccanismi di incentivazione.

## **Conclusioni finali**

L'analisi comparativa ha rivelato che dietro la complessità e frammentazione delle normative europee sulle CER operano logiche economiche riconducibili a scelte fondamentali su cosa incentivare e come gestire i benefici. La diversità dei modelli nazionali non rappresenta necessariamente un problema da risolvere attraverso armonizzazione, ma può riflettere adattamenti razionali a priorità strategiche, contesti energetici e tradizioni istituzionali differenti.

Il framework M1-M2-M3 ha dimostrato la sua capacità di rendere confrontabili queste diversità, fornendo uno strumento che permette di valutare trade-off piuttosto che identificare soluzioni universali. Questa prospettiva comparativa appare particolarmente appropriata in un contesto europeo, il quale riconosce agli Stati membri spazi di autonomia nell'implementazione delle direttive comuni.

La diversità nazionale nei meccanismi di remunerazione si accompagna a una libertà statutaria interna altrettanto rilevante. In Italia, Spagna e Olanda, le comunità energetiche godono di ampia discrezionalità nella definizione delle regole di governance, dei criteri di accesso, delle modalità di ripartizione dei benefici economici e delle finalità sociali da perseguire. Questa duplice eterogeneità tra paesi e all'interno di ciascun paese, rende necessarie e doverose semplificazioni metodologiche e ipotesi operative quando si conducono analisi comparative su scala europea. Le scelte adottate in questo studio dall'approssimazione dei coefficienti  $\beta$  spagnoli alla stima dei corrispettivi energetici olandesi, dall'allocazione centralizzata dell'impianto cooperativo (caso olandese) alla standardizzazione dei costi retail, rappresentano compromessi, permettendo confronti quantitativi pur riconoscendo che la realtà implementativa presenta una ricchezza di varianti superiore a quella catturabile in un unico framework.





## Referenze

- [1] Limes, «Limes - Rivista Italiana di geopolitica,» 02 2025. [Online]. Available: <https://www.limesonline.com/>.
- [2] «Climate Watch,» 02 2025. [Online]. Available: <https://www.wri.org/initiatives/climate-watch>.
- [3] «National Oceanic and Atmospheric Administration,» 02 2025. [Online]. Available: <https://www.noaa.gov/>.
- [4] «Energy Strategy: Home,» 05 2025. [Online]. Available: <https://www.energystrategy.it/>.
- [5] «European Environment Agency's home page,» 02 2025. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/en>.
- [6] «The World Economic Forum,» 05 2025. [Online]. Available: <https://www.weforum.org/>.
- [7] European Commission, «Eurostat,» [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_bal\\_c\\_\\_custom\\_8276243/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c__custom_8276243/default/table?lang=en). [Consultato il giorno November 2023].
- [8] «World Health Organization (WHO),» 03 2025. [Online]. Available: <https://www.who.int/>.
- [9] N. G.-Z. A. M. J. G.-C. I. A. H. G. E. F. Iraide López, «European energy communities: Characteristics, trends, business models and legal framework,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024.
- [10] «Terna Driving Energy - Terna spa,» 06 2024. [Online]. Available: <https://www.terna.it/it>.
- [11] Parlamento europeo e Consiglio europeo, «RED II: Direttiva (UE) 2018/2001 promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili,» 2018.
- [12] European Commission, «IEM: 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.

- [13] Parlamento europeo e Consiglio europeo, «Direttiva RED III UE 2023/2413,» 2023.
- [14] M. R. D. N. L. S. I. A. I. A. M. B. A. D. E. Michael Krug, «Implementing European Union Provisions and Enabling Frameworks for Renewable Energy Communities in Nine Countries: Progress, Delays, and Gaps,» *sustainability*, 2023.
- [15] «REScoop,» 07 2025. [Online]. Available: <https://www.rescoop.eu/>.
- [16] F. B. F. T. D. A. G. Gabriele Umberto Magni, «How national policies influence energy community development across Europe? A review on societal, technical, and economical factors,» *ResearchGate*, 2024.
- [17] T. S. J. V. M. Z. F. B. Giulia Taromboli, «Impact of different regulatory approaches in renewable energy communities: A quantitative comparison of european implementations,» *elsevier*, 2024.
- [18] Governo Italiano, «D.Lgs. 199/2021,» 2021.
- [19] Governo Italiano, «Il Decreto 414/2023,» 2023.
- [20] «ARERA,» 01 2025. [Online]. Available: <https://www.arera.it/area-operatori/prezzi-e-tariffe/tariffe-di-distribuzione-e-misura>.
- [21] D. B. S. F. G.U. Magni, « Economic Incentives for Renewable Energy Communities: a Scenario Analysis in the Transition Process Between the Experimental and Definitive Italian Policy Framework,» 2025.
- [22] L. T. e. M. Z. Lorenzo De Vidovich, «COMMUNITY ENERGY MAP - Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili,» FrancoAngeli, Milano, 2021.
- [23] M. Bilardo, «A fair dynamic incentive allocation method for virtual energy sharing in renewable energy communities that rewards members' virtuosity and engagement,» *Renewable Energy*, 2025.

- [24] Gobierno español, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» 2019.
- [25] Gobierno español, «Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre,» 2021.
- [26] Deutsche Bundesregierung, «Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG),» 2023.
- [27] E. M. C. M. G. P. b. M. S. R. V. A. Fichera, «Ten questions concerning renewable energy communities,» *Building and Environment*, 2025.
- [28] Deutsche Bundesregierung, «Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Allegato 1,» 2023.
- [29] «HIER - Iedereen slim met energie!,» 07 25. [Online]. Available: <https://www.hier.nu/>.
- [30] A. S. I. M. Mike B. Roberts, «Efficient, effective and fair allocation of costs and benefits in residential energy communities deploying shared photovoltaics,» *Applied Energy*, 2022.
- [31] A. L. Francesco Demetrio Minuto, « Energy-sharing mechanisms for energy community members under different asset ownership schemes and user demand profiles,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022.
- [32] C. d. L. F. A. C. a. J. V. João Mello, «Pricing and Simulating Energy Transactions in Energy Communities,» *energies*, 2023.
- [33] Gobierno español, «Real Decreto-ley 7/2025, de 24 de junio,» 2025.
- [34] STAATSCOURANT, «Besluit van de Minister van Klimaat en Groene Groei van 16 februari 2025, nr.WJZ/ 89776028 tot openstelling van de Subsidieregeling coöperatieveenergieopwekking 2025 (Besluit openstelling Subsidieregeling coöperatieveenergieopwekking 2025),» 2025.
- [35] Den danske regering, «Rijksdienst voor Ondernemend Nederland | RVO.nl,» 01 2025. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sce/zon-pv>.
- [36] «Open Power System Data – A platform for open data,» 06 2025. [Online]. Available: <https://open-power-system-data.org/>.

- [37] «Home - GME,» 09 2024. [Online]. Available: <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/>.
- [38] «Data - Ember,» 08 2025. [Online]. Available: <https://ember-energy.org/data/>.
- [39] «Home - Eurostat - European Commission - European Union,» 03 2025. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- [40] Bloomberg, «Bloomberg - Business News, Stock Markets, Finance, Breaking,» 05 2025. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/europe>.
- [41] «Ispra,» 05 2025. [Online]. Available: <https://www.isprambiente.gov.it/it>.
- [42] «European Commission, official website - European Commission,» 05 2025. [Online]. Available: [https://commission.europa.eu/index\\_en](https://commission.europa.eu/index_en).
- [43] L. C. C. B. F. B. V. T. M. M. a. G. R. Giulia Taromboli, «Article Renewable Energy Communities: Frameworks and Implementation of Regulatory, Technical, and Social Aspects Across EU Member States,» *sustainability*, 2025.
- [44] omie, «Omie Electricity prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards),» 2024.
- [45] «RES LEGAL,» 07 2025. [Online]. Available: <https://www.res-legal.eu/>.
- [46] Den danske regering, «LBK nr 1248 af 24/10/2023 (Gældende),» 2023.
- [47] European Commission, *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast)*, 2018.
- [48] European commission, «Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast),» 2019.
- [49] Portuguese government, «Decreto-Lei n. 152/2022,» 2022.

- [50] E. Commission, *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast)*, 2018.
- [51] E. Commission, «Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 Amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as Regards the Promotion of Energy from Renewable Sources, and Repealing Council,» *Official Journal of the European Union*, 2023.
- [52] R. A. H. Z. L. Na Li, «Cost allocation in integrated community energy systems—Performance assessment,» *Applied Energy*, 2022.
- [53] GSE, «DECRETO CACER e TIAD – Regole operative per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso e al contributo PNRR – Allegato 1,» 2024.