



**UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE**  
**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

---

Corso di Laurea Magistrale in **Ingegneria Meccanica**

**COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI: SIMULAZIONE  
ENERGETICA E ANALISI DI FATTIBILITÀ TECNICO-  
ECONOMICA PER L'ELABORAZIONE DI UN MODELLO DI  
BUSINESS SOSTENIBILE**

**RENEWABLE ENERGY COMMUNITIES: ENERGY  
SIMULATION AND TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS TO  
ASSESS A SUSTAINABLE BUSINESS MODEL**

Relatore: Chiar.mo

Prof. **Gabriele Comodi**

Correlatori

Ing. **Alessio Cividini**

Ing. **Mosè Rossi**

Tesi di Laurea di:

**Tommaso Tombolini**

**A.A. 2021/2022**



# Sommario

Elenco delle figure.....	III
Elenco delle tabelle.....	VI
Introduzione.....	1
1 Transizione energetica.....	3
1.1 Contesto europeo: Clean Energy Package .....	8
1.2 Contesto italiano: PNIEC.....	10
1.2.1 Fonti rinnovabili .....	11
1.2.2 Efficienza energetica .....	16
2 Infrastruttura energetica nazionale .....	18
2.1 Sistema elettrico nazionale .....	18
2.2 Produzione e consumo di energia elettrica .....	20
2.2.1 Generazione centralizzata.....	22
2.2.2 Generazione distribuita.....	23
2.2.3 Configurazioni possibili per l’autoconsumo.....	27
2.3 Sector coupling .....	32
2.3.1 Il ruolo dei sistemi d’accumulo .....	36
3 Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).....	40
3.1 Definizione di CER.....	40
3.2 Quadro normativo/regolatorio Europeo.....	41
3.2.1 Direttiva UE 2018/2001: CER e AUC .....	42
3.2.2 Direttiva 2019/944: cliente attivo e CEC .....	44
3.3 Quadro normativo/regolatorio Italiano .....	46
3.3.1 Normativa transitoria.....	47
3.3.2 Normativa a regime .....	57
4 Caso studio: CER “ICAM-BORA” .....	69

4.1	Profili di carico .....	69
4.2	Impianto fotovoltaico.....	72
4.3	Costituenda CER “ICAM-BORA” .....	79
4.3.1	Profili di carico dei membri.....	81
4.3.2	Impianto fotovoltaico .....	87
4.4	Analisi energetica .....	96
4.4.1	Bilancio energetico orario della CER.....	97
4.4.2	Risultati.....	99
4.5	Analisi tecnico-economica.....	105
4.5.1	Metodo DCF .....	105
4.5.2	Definizione del business model.....	107
4.5.3	Risultati.....	110
4.5.4	Analisi di sensibilità .....	114
	Conclusioni.....	119
	Bibliografia e sitografia .....	123

## Elenco delle figure

Figura 1: Domanda di servizio nel mondo, per fonte [2] .....	4
Figura 2: Domanda di energia primaria nel mondo, per fonte [2].....	4
Figura 3: Domanda di energia primaria nel mondo, per fonte [2].....	6
Figura 4: Emissioni di CO2 nel mondo [2] .....	7
Figura 5: Clean Energy for all Europeans package.....	8
Figura 6: Le 5 linee di intervento del PNIEC.....	11
Figura 7: Traiettorie della quota FER complessiva [5] .....	12
Figura 8: Traiettorie della quota FER elettrica [5] .....	12
Figura 9: Traiettorie della quota FER nel settore termico [5] .....	15
Figura 10: Traiettorie della quota FER nei trasporti [5].....	16
Figura 11: Traiettorie dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2020-2030 [5] .....	17
Figura 12: Terna: sistema elettrico nazionale [38].....	19
Figura 13: Produzione di energia elettrica in Italia, per fonte, dal 1990-2021. [3] .....	20
Figura 14: Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili [16] .....	21
Figura 15: Produzione lorda da impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili [16] .....	23
Figura 16: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD [15] .....	26
Figura 17: Differenza tra Prosumer (Produttore-Consumatore) e Consumer (Consumatore).....	27
Figura 18: Tipologie di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo .....	31
Figura 19: Confronto domanda totale e domanda di mercato di energia elettrica [37]..	33
Figura 20: Sector coupling nei settori del sistema energetico .....	34
Figura 21: Power-to-Gas .....	38
Figura 22: CER: fasi del processo normativo.....	46
Figura 23: Flussi energetici all'interno di una CER.....	51
Figura 24: Confronto tra modello fisico e modello virtuale.....	52
Figura 25: Panoramica generale di una CER/AUC .....	55
Figura 26: Campione di utenze industriali .....	70

Figura 27: Profilo di carico annuale dei profili industriali: Estivo vs Invernale .....	71
Figura 28: Profilo di carico annuale dei profili industriali: 5/7 vs 6/7 vs 7/7.....	71
Figura 29: Profilo di carico annuale dei profili residenziali .....	72
Figura 30: Esempio di pannelli fotovoltaici installati sul tetto di un edificio .....	73
Figura 31: Curva caratteristica tensione-corrente.....	74
Figura 32: Influenza della radiazione solare sulla curva caratteristica tensione-corrente	75
Figura 33: Influenza della temperatura sulla curva caratteristica tensione-corrente .....	76
Figura 34: Stabilimenti dei membri della CER .....	80
Figura 35: Schematizzazione “CER ICAM-BORA”.....	81
Figura 36: profilo di carico settimanale “BORA” .....	82
Figura 37: profilo di carico settimanale “ICAM”.....	84
Figura 38: profilo di carico annuale “ICAM” .....	85
Figura 39: profilo di carico annuale “BORA”.....	85
Figura 40: Profilo di carico annuale della CER “ICAM-BORA” .....	86
Figura 41: Area disponibile per l’installazione dell’impianto fotovoltaico su copertura ICAM.....	87
Figura 42: Dimensionamento e disposizione dei moduli fotovoltaici sul tetto dello stabilimento ICAM.....	89
Figura 43: Profilo annuale di produzione dell’impianto fotovoltaico .....	92
Figura 44: Profilo orario di produzione fotovoltaica nei vari mesi dell’anno .....	93
Figura 45: Andamento annuale della variazione percentuale della potenza nominale dei moduli.....	94
Figura 46: Andamento annuale della potenza nominale effettiva dei moduli.....	95
Figura 47: Produzione annuale del fotovoltaico, divisa per fasce di consumo .....	96
Figura 48: Bilancio energetico prosumer .....	100
Figura 49: Bilancio energetico consumer.....	101
Figura 50: Bilancio energetico annuale della CER .....	102
Figura 51: Bilancio energetico giornaliero: giorno lavorativo .....	104
Figura 52: Bilancio energetico giornaliero: giorno festivo .....	104
Figura 53: Andamento del PUN nel 2022 [39].....	109
Figura 54: Ricavi della CER.....	111
Figura 55: Andamento del flusso di cassa .....	113
Figura 56: Andamento del PBP e dei risparmi al variare della ripartizione degli incentivi .....	115

Figura 57: Andamento dei flussi di cassa per diversi valori del PUN.....	117
Figura 58: Flussi di cassa con variabilità annua del PUN.....	118

## Elenco delle tabelle

Tabella 1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia [5].....	10
Tabella 2: Situazione delle FER in Italia, al 2021 [8] .....	13
Tabella 3: PNIEC. Evoluzione potenza installata FER, in MW [5] .....	14
Tabella 4: PNIEC. Evoluzione produzione FER, in TWh [5].....	14
Tabella 5: Caratteristiche principali di CER e CEC .....	46
Tabella 6: Corrispettivi economici sull'energia condivisa in AUC e CER.....	54
Tabella 7: Confronto tra le tre forme di autoconsumo “a distanza” .....	61
Tabella 8: CER: confronto tra normativa transitoria e normativa a regime .....	67
Tabella 9: Consumi elettrici negli uffici in Italia [34].....	83
Tabella 10: Calcolo del consumo annuo di “ICAM” .....	83
Tabella 11: Dati di consumo annui della CER “ICAM-BORA”.....	85
Tabella 12: Caratteristiche dei moduli “SunPower Performance 6” .....	88
Tabella 13: Esempio di calcolo orario della produzione fotovoltaica .....	91
Tabella 14: Produzione annuale dell'impianto fotovoltaico.....	95
Tabella 15: Produzione annuale del fotovoltaico, divisa per fasce di consumo.....	96
Tabella 16: Bilancio energetico orario della CER del 27 giugno.....	98
Tabella 17: Costituenda CER .....	99
Tabella 18: Bilancio energetico annuale della CER.....	100
Tabella 19: Bilancio energetico CER: confronto tra giorno lavorativo e festivo.....	102
Tabella 20: Costi d'investimento (CAPEX) e costi operativi (OPEX) della CER.....	107
Tabella 21: Incentivi e corrispettivi economici .....	109
Tabella 22: Ricavi della CER .....	111
Tabella 23: Ridistribuzione dei contributi tra i membri della CER.....	112
Tabella 24: Risultati dell'analisi economica .....	112
Tabella 25: Risparmi in bolletta dei membri della CER .....	113
Tabella 26: Analisi economica al variare della ripartizione degli incentivi .....	114
Tabella 27: Payback Period e IRR al per diversi valori del PUN .....	115
Tabella 28: Flussi di cassa per diversi valori del PUN.....	116
Tabella 29: Analisi economica con variabilità annua del PUN.....	117



# Introduzione

La lotta ai cambiamenti climatici e la sempre più marcata crisi energetica sono i protagonisti delle recenti politiche energetiche nazionali ed internazionali, le quali propongono iniziative finalizzate alla transizione verso un modello più sostenibile, basato sull'efficienza energetica e sulla promozione delle fonti rinnovabili. La transizione energetica richiede un cambio di paradigma all'interno del sistema energetico nazionale, in cui è necessario superare il tradizionale modello di produzione centralizzata, a favore della generazione distribuita, in cui il cittadino e le fonti rinnovabili recitano un ruolo da protagonista.

In questo contesto nascono le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), che sono forme di aggregazione di più cittadini e utenti finali, i quali collaborano per la produzione e l'autoconsumo di energia prodotta da fonti rinnovabili. Le CER vengono definite per la prima volta dall'Unione Europea e successivamente sono state introdotte all'interno delle varie legislazioni nazionali, fondamentali per aiutare la diffusione di queste configurazioni con incentivi e corrispettivi economici sull'energia condivisa e autoconsumata. Le CER sono quindi uno strumento fondamentale per la transizione energetica e possono dare un contributo importante all'incremento delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico e alla riduzione dei prezzi dell'energia.

In questo lavoro di tesi vengono proposti lo studio preliminare e l'analisi tecnico-economica di una Comunità Energetica Rinnovabile situata nel comune di Maiolati Spontini, in provincia di Ancona.

Lo studio comprende un approfondimento del quadro normativo europeo e italiano, di cui viene analizzata l'evoluzione, a partire dalle direttive UE 2018/2001 e 2019/944 fino alle più recenti normative nazionali sul tema dell'autoconsumo diffuso.

In seguito, viene presentata la configurazione del caso studio, descrivendo gli utenti che ne fanno parte, i loro consumi e valutando il dimensionamento e la produzione dell'impianto fotovoltaico. L'analisi prosegue con il bilancio energetico orario e la successiva analisi economica della comunità, di cui sono riportati i risultati.

Da questi vengono valutati i valori di produzione, autoconsumo ed energia condivisa e calcolati gli indicatori economici, riguardanti la redditività dell'investimento e il risparmio in bolletta per i membri della comunità, evidenziandone così i benefici ambientali, economici e sociali.

# 1 Transizione energetica

La transizione energetica viene definita come “*un processo di trasformazione del quadro di soddisfacimento dei fabbisogni energetici verso soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale con particolare riferimento alle emissioni di gas climalteranti e, più in generale, da una maggiore sostenibilità*” [1].

Tale processo può essere considerato come il risultato di un'accresciuta consapevolezza dei limiti del modello energetico esistente basato sull'utilizzo di fonti fossili, insostenibili nei confronti dell'ambiente e della disponibilità di risorse energetiche naturali.

Questi aspetti hanno ricevuto molte attenzioni sia in ambito politico sia in quello scientifico portando alla definizione di strategie e piani finalizzati a contrastare il cambiamento climatico ed ottenere una riduzione dell'emissione di gas climalteranti.

Uno dei presupposti di queste strategie è la decarbonizzazione, ovvero il passaggio da un sistema basato su fonti fossili ad uno a basse emissioni, a prevalente utilizzo di fonti alternative, come quelle rinnovabili.

Il processo di transizione energetica coinvolge gran parte dei settori caratteristici dell'attività dell'uomo (es. industria, terziario, trasporti, agricoltura ecc.), intercettando uno scenario molto ampio di tecnologie e modi di utilizzo dell'energia.

Infatti, la domanda di energia è determinata da una domanda di servizi molto ampia e variegata. A titolo di esempio, tra i servizi principalmente richiesti si hanno il riscaldamento, il raffrescamento, l'illuminazione, i trasporti e i vari processi industriali. Tale domanda di servizio è soddisfatta da diversi vettori energetici di cui è rappresentato l'andamento in Figura 1.

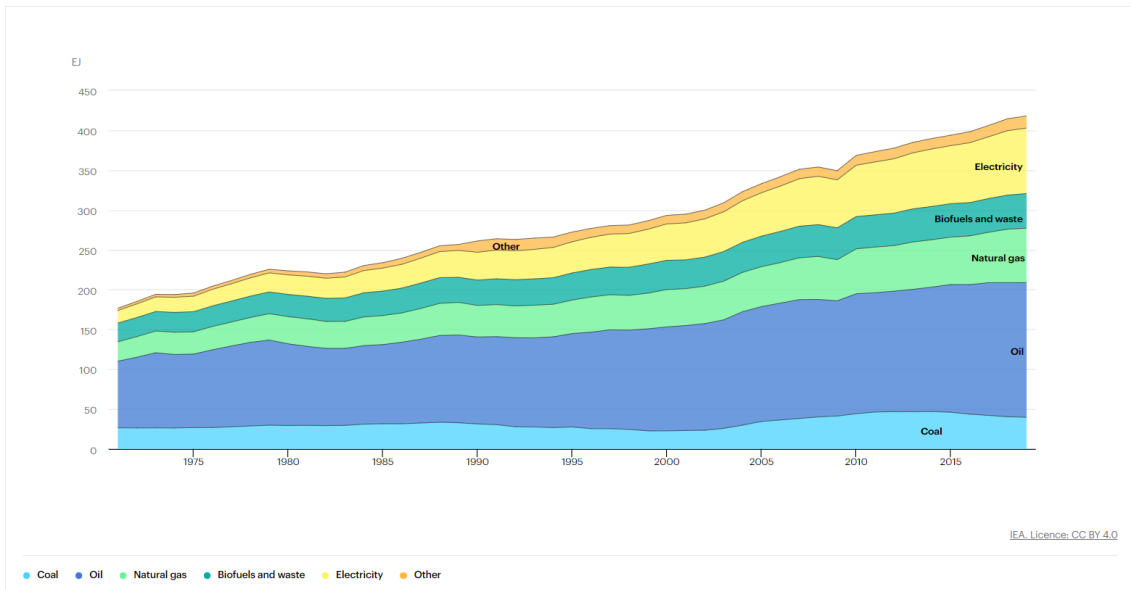


Figura 1: Domanda di servizio nel mondo, per fonte [2]

A sua volta, lo stesso vettore energetico può essere prodotto da differenti impianti di conversione dell'energia che determinano il mix di energia primaria mostrato in Figura 2.

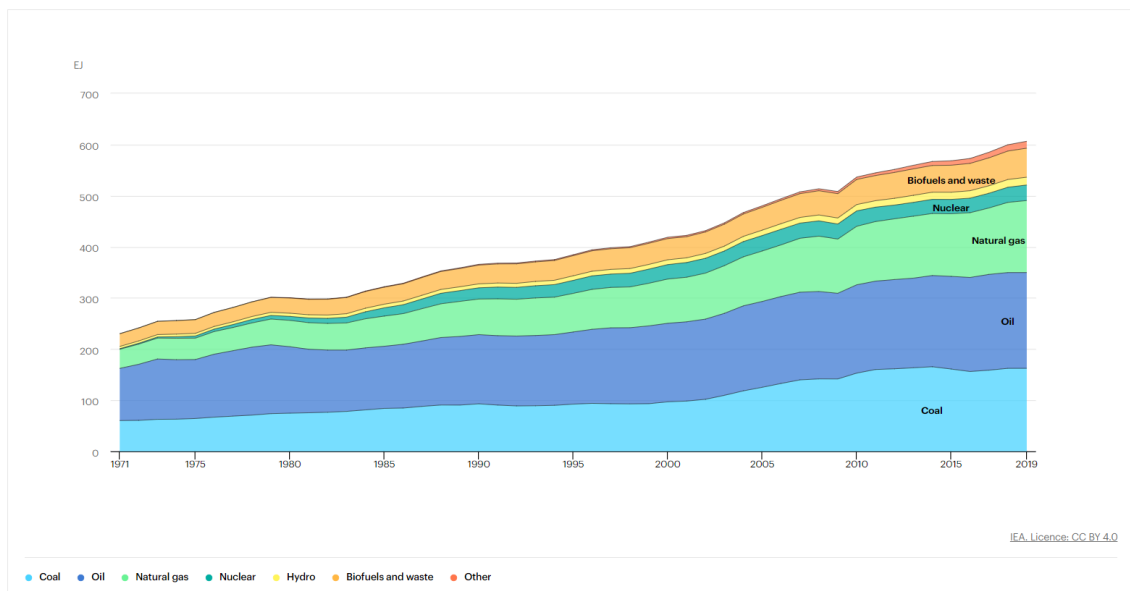


Figura 2: Domanda di energia primaria nel mondo, per fonte [2]

Ad esempio, l'energia elettrica, intesa come vettore energetico, può essere prodotta sia attraverso fonti fossili nei tradizionali impianti termoelettrici, ma anche mediante l'utilizzo delle fonti rinnovabili come impianti fotovoltaici o turbine eoliche.

Per questo motivo, l'energia elettrica, se prodotta mediante fonti rinnovabili, è di fondamentale importanza per il processo di decarbonizzazione e assume quindi un ruolo rilevante nella transizione energetica. Infatti, è possibile aumentare i consumi finali di energia elettrica rinnovabile promuovendo l'elettrificazione degli usi finali. In questo modo ci si avvicinerà sempre più ad uno scenario 100% elettrico, favorendo la decarbonizzazione e il progressivo abbandono dei combustibili fossili, a favore di un aumento della quota di fonti rinnovabili, sia lato produzione di energia sia lato consumi finali.

In aggiunta a questo, l'elettricità è anche una forma di energia molto flessibile e può essere integrata con altri vettori energetici, permettendo di sviluppare soluzioni tecnologiche alternative utili per migliorare ulteriormente l'integrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico, soprattutto in quei settori difficile da elettrificare.

Tuttavia, si può notare come il mix di energia primaria nel mondo sia ancora molto variegato e, purtroppo, ancora piuttosto sbilanciato verso l'utilizzo dei combustibili fossili. Complessivamente, secondo i dati dell'IEA (International Energy Agency) rappresentati in Figura 3, la domanda è coperta dalle seguenti fonti energetiche primarie:

- Carbone (26,8%)
- Petrolio (30,9%)
- Gas naturale (23,2%)
- Nucleare (5,0%)
- Idroelettrico (2,5%)
- Biocombustibili e residui (biomasse, biocarburanti) (9,4%)
- Altri (include fotovoltaico ed eolico) (2,2%)

Gran parte della domanda di energia primaria mondiale (83,1%) è soddisfatta da carbone, petrolio e gas naturale, il 5% dal nucleare e il restante 11,9% da fonti rinnovabili (es., idroelettrico, biomasse, fotovoltaico, eolico ecc.).

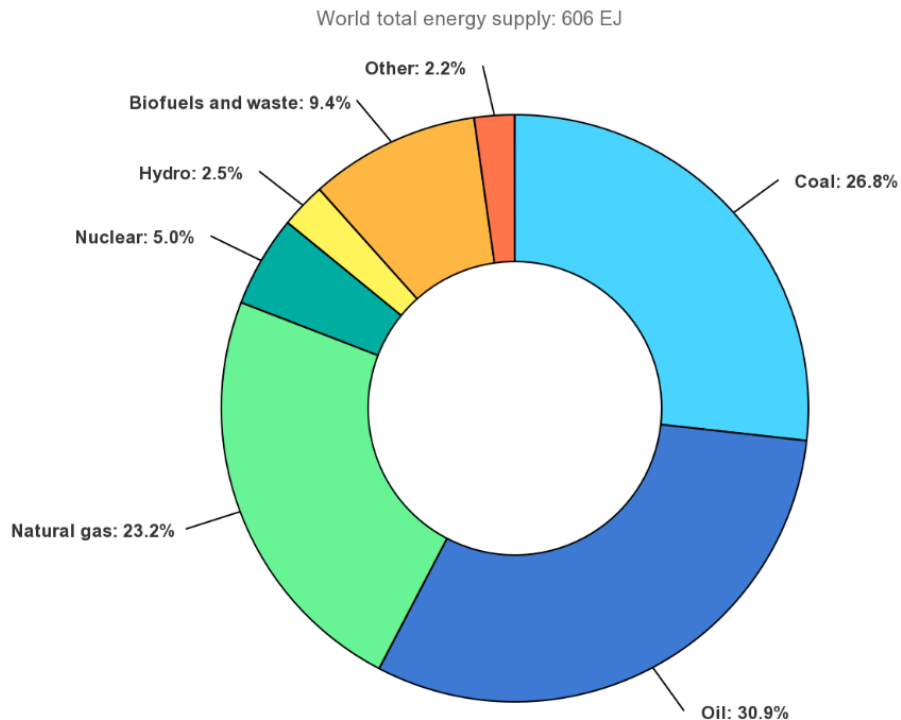


Figura 3: Domanda di energia primaria nel mondo, per fonte [2]

La sfida nei prossimi anni è proprio quella di andare a sostituire il più possibile, in ogni contesto, le fonti fossili con quelle rinnovabili. La difficoltà sta però nella presenza di settori “hard to abate”, per esempio il trasporto su gomma, navale e aereo, o i processi industriali ad alta temperatura (es., acciaierie, cementifici, cartiere ecc.), dove risulta complicato inserire quote significative di energia derivanti dalle rinnovabili. Soprattutto in questi casi, il ruolo della tecnologia e dello sviluppo tecnologico nel trovare soluzioni alternative è di fondamentale importanza.

La forte dipendenza dalle fonti fossili è la causa della crescente emissione di gas serra in atmosfera e dei sempre più evidenti cambiamenti climatici. In Figura 4 è mostrato l’andamento delle emissioni di anidride carbonica nel mondo a carico dei tre principali combustibili fossili: carbone, petrolio e gas naturale. Da questa emerge come l’andamento sia in costante crescita e sia necessario agire al fine di favorire la transizione verso nuovi scenari, più sostenibili e a emissioni ridotte.

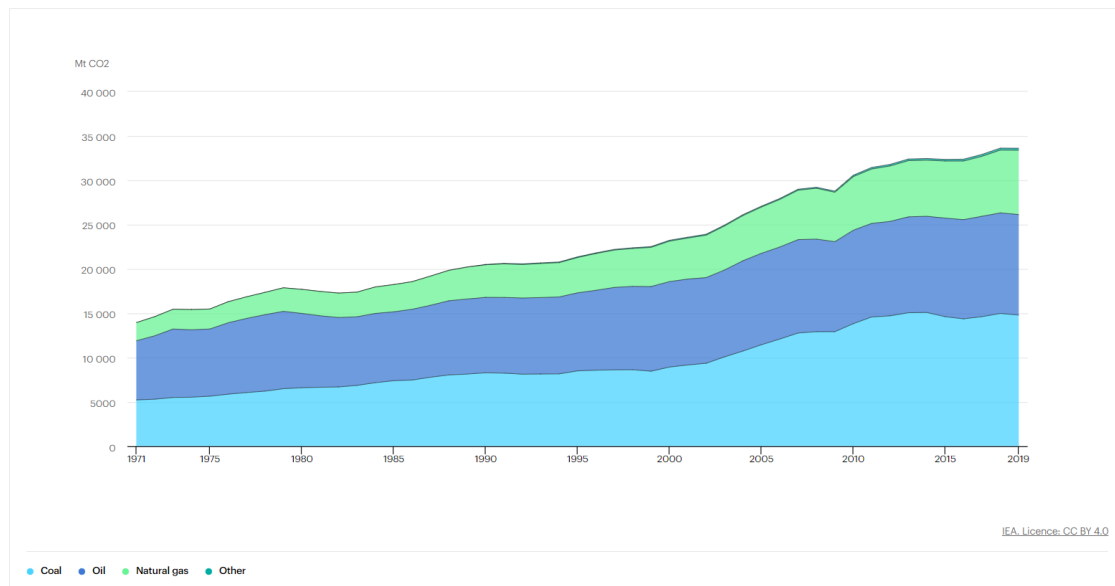


Figura 4: Emissioni di CO2 nel mondo [2]

Sulla base delle precedenti affermazioni si nota come le dimensioni e la complessità del problema siano notevoli e l'orizzonte temporale di attuazione della transizione energetica non può essere che il medio-lungo periodo. Per questo motivo gli obiettivi temporali tipicamente previsti sono il 2030 o 2050.

Tuttavia, gli scenari di lungo periodo sono molto sensibili ad una serie di parametri legati ad aspetti di natura politico-economica di cui è difficile stimare l'andamento, introducendo incertezza nel prevedere l'evoluzione del processo di transizione energetica. A tal proposito, un tema molto importante è il prezzo delle fonti fossili, e più in generale quello dell'energia che è uno degli elementi catalizzatori dell'evoluzione più o meno rapida di nuove soluzioni tecnologiche. Specialmente negli ultimi anni il prezzo dell'energia sta diventando una tematica sempre più centrale che costituisce, a fianco dei cambiamenti climatici, il secondo grande "driver" delle decisioni e delle politiche energetico-economiche nazionali e internazionali.

In questo contesto, negli ultimi decenni sono state definite varie strategie di transizione energetica su diversi livelli a partire da quello internazionale fino a quello europeo e dei singoli paesi.

## 1.1 Contesto europeo: Clean Energy Package

L'Unione Europea ha sviluppato, nel 2016 un proprio piano di politica energetica, il "Clean Energy for all European package". Tra le varie novità presentate viene introdotto per la prima volta il concetto di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Il pacchetto, presentato dall'UE il 30 novembre 2016, è composto da otto atti legislativi:

- **Regolamento UE 2018/1999** del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia;
- **Direttiva UE 2018/2002** sull'efficienza energetica;
- **Direttiva UE 2018/2001** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- **Direttiva (UE) 2018/844** che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive);
- **Regolamento (UE) 2019/943/UE**, sul mercato interno dell'energia elettrica (testo per rifusione);
- **Direttiva (UE) 2019/944** relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;
- **Regolamento (UE) 2019/941** sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- **Regolamento (UE) 2019/942** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.



*Figura 5: Clean Energy for all Europeans package*



Le direttive UE cercano di mettere in atto quadri giuridici adeguati a consentire la transizione energetica e dare un ruolo di primo piano ai cittadini nel settore dell'energia. Le direttive devono essere seguite dalle leggi nazionali sui rispettivi temi.

Le misure introdotte mirano al raggiungimento degli obiettivi climatici combattendo la povertà energetica e garantendo accesso ad energia pulita, sicura e a prezzi accessibili a tutti i cittadini europei. Per ottenere questi risultati l'Unione Europea ritiene necessario un drastico cambiamento del sistema energetico che si basa sulle seguenti linee d'azione:

- **Efficienza energetica:** l'UE sottolinea l'importanza dell'efficienza energetica e dell'uso razionale dell'energia, nel processo decarbonizzazione, focalizzando l'attenzione sulle prestazioni energetiche degli edifici;
- **Fonti rinnovabili:** l'Unione Europea fissa che entro il 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili dovrà essere pari al 32% nei consumi finali lordi e almeno il 14% del consumo finale nei trasporti. A tal proposito, la Commissione Europea ritiene necessaria la realizzazione, da parte degli Stati membri, di progetti e programmi per integrare le fonti rinnovabili nel sistema energetico, aumentare la flessibilità del sistema energetico, mantenere la stabilità della rete e gestire le congestioni della rete;
- **Ruolo del consumatore:** l'utente finale si trasforma da soggetto passivo ad attivo con la possibilità di accumulare e vendere l'energia autoprodotta in completa libertà, e ottenere un eventuale risparmio economico. In questo modo, gli utenti diventano parte integrante del sistema energetico partecipando direttamente al processo di transizione energetica;
- **Mercato elettrico più efficiente:** la sempre più forte penetrazione di fonti rinnovabili e di nuove tecnologie innovative richiede anche maggiori sforzi da parte del mercato elettrico;
- **Modelli di governance:** ogni stato membro dell'Unione Europea deve far fronte al raggiungimento degli obiettivi mediante l'attuazione di un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) indicando i mezzi con cui si intende raggiungere i target comunitari.

## 1.2 Contesto italiano: PNIEC

L'Italia, come previsto dalle direttive dell'Unione Europea, ha presentato il proprio Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato la versione definitiva del PNIEC il 21 gennaio del 2020, dove si propongono i seguenti obiettivi nazionali al 2030:

- Riduzione del 56% delle emissioni nel settore della grande industria;
- Riduzione del 35% delle emissioni nel terziario, trasporti terrestre e civile;
- 30% di fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia.

Tabella 1 mostra un confronto tra i principali obiettivi dell'UE e dell'Italia su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra da raggiungere entro il 2030.

Tabella 1: Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia [5]

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni gas serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
<b>Interconnettività elettrica</b>				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% <sup>1</sup>
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Il PNIEC è lo strumento fondamentale per cambiare la politica energetica e ambientale dell'Italia verso la decarbonizzazione e si struttura in cinque linee di intervento che si sviluppano in maniera integrata:

- 1) Decarbonizzazione;
- 2) Efficienza;
- 3) Sicurezza energetica;
- 4) Sviluppo del mercato interno dell'energia;
- 5) Ricerca, innovazione e competitività.



Figura 6: Le 5 linee di intervento del PNIEC

### 1.2.1 Fonti rinnovabili

All'interno della direttiva UE 2018/2001, facente parte del “Clean Energy for all European package”, si fornisce la seguente definizione di “energia da fonti rinnovabili” o “energia rinnovabile”: “*energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas*” [22].

Come già anticipato, l'Italia intende raggiungere nel 2030 l'obiettivo di copertura del 30% dei consumi finali lordi di energia tramite Fonti di Energia Rinnovabile (FER) come rappresentato in Figura 7.

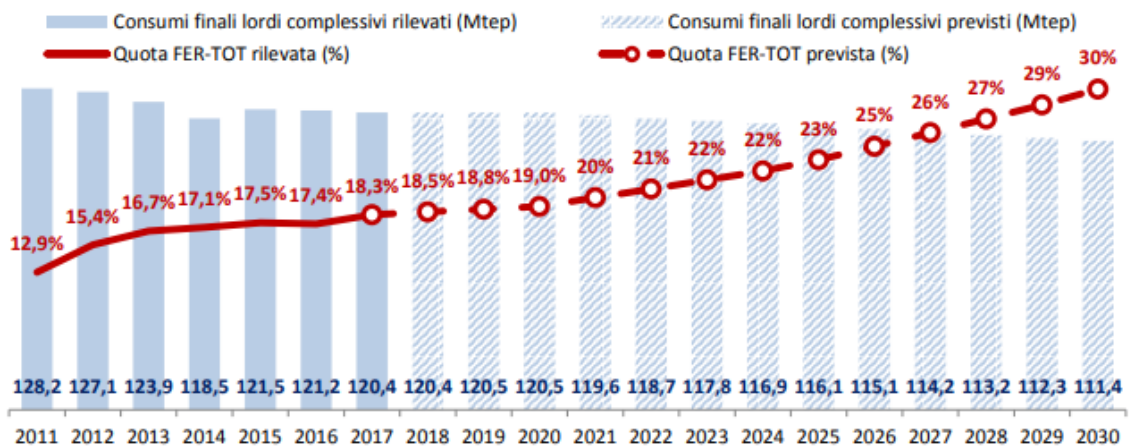


Figura 7: Traiettorie della quota FER complessiva [5]

Nel PNIEC si ritiene quindi necessario lo sviluppo di strumenti e strategie per la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, in ogni settore.

Nello specifico, tale quota dovrà essere raggiunta secondo il seguente mix:

- 55% di rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di rinnovabili nel settore termico;
- 22% di rinnovabili nel settore dei trasporti.

Il settore elettrico è quello a cui è richiesto il maggior contributo alla crescita delle rinnovabili. Infatti, quest'ultime dovranno arrivare a coprire il 55% dei consumi di energia elettrica totali come mostrato in Figura 8

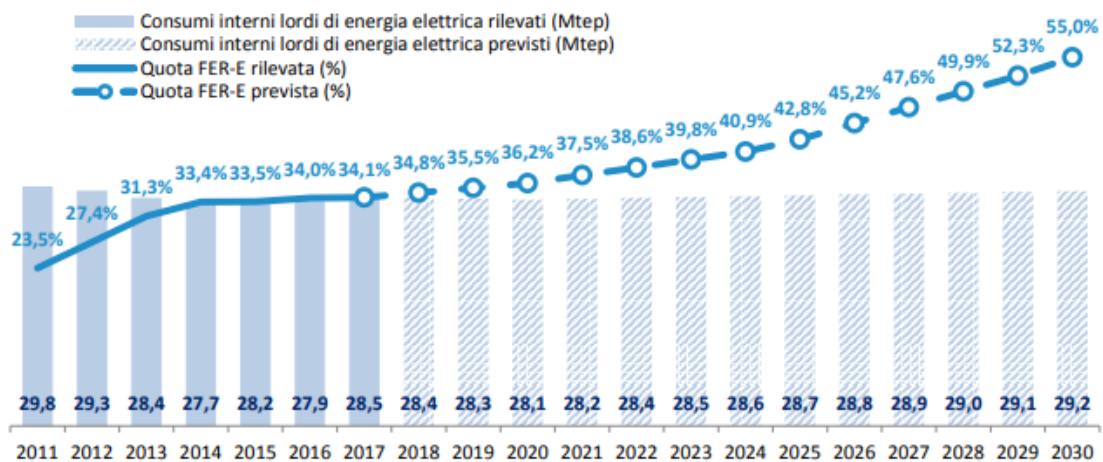


Figura 8: Traiettorie della quota FER elettrica [5]

Secondo i dati statistici di Terna, al 2021 i consumi di energia elettrica in Italia sono stati pari a 300,9 TWh e le fonti rinnovabili, con una potenza installata di 58 GW e una produzione di 117 TWh, hanno ricoperto circa il 38,8% dei consumi elettrici finali.

Tabella 2 mostra i valori di potenza installata e produzione, nell'anno 2021, delle rinnovabili in Italia suddivisi per fonte energetica [8].

*Tabella 2: Situazione delle FER in Italia, al 2021 [8]*

Fonte rinnovabile	anno 2021	
	Potenza installata [MW]	Produzione [TWh]
Idroelettrico	19.172	45,4
Eolico	11.290	20,9
Fotovoltaico	22.594	25,0
Geotermico	817	5,9
Bioenergie	4.106	19,1
<b>Totale</b>	<b>57.979,5</b>	<b>116,3</b>

Confrontando la situazione attuale con gli obiettivi prefissati dal PNIEC, illustrati in Tabella 3 e Tabella 4, si possono fare le seguenti considerazioni in merito alle prospettive di crescita delle rinnovabili.

L'idroelettrico, con gli attuali 19 GW di potenza installata e 45,4 TWh di energia prodotta, è la fonte energetica rinnovabile che garantisce ad oggi il principale contributo alla produzione complessiva di energia elettrica da FER con circa il 39% della produzione. Questo settore, però, dovrebbe osservare solamente un leggero incremento dovuto all'installazione di nuovi impianti di piccola taglia e al repowering di impianti esistenti. Inoltre, l'idroelettrico potrebbe costituire una risorsa di grande livello strategico grazie alla possibilità di essere utilizzato come sistema d'accumulo.

Si manterrà più o meno stabile la quota di geotermico, pari a 0,8 GW, mentre subiranno una leggera flessione le bioenergie a seguito della fuoriuscita dei bioliquidi cause fine incentivo.

La maggior parte dell'incremento delle fonti rinnovabili sarà quindi a carico del fotovoltaico e dell'eolico che avranno un ruolo fondamentale.

L'eolico dovrà passare dagli 11 GW del 2021 a 19,3 GW nel 2030. Questo aumento sarà legato a nuove installazioni e a "repowering" di impianto "onshore", ma soprattutto alla promozione di impianti "offshore" in mare.

Per il fotovoltaico, i 22,5 GW installati nel 2021 dovranno diventare 52 GW nel 2030, costituendo più della metà della potenza installata rinnovabile. Parte di questa potenza aggiuntiva sarà legata sia ad impianti per la generazione distribuita, lato utente finale, sia a impianti centralizzati, “utility scale”.

Tabella 3: PNIEC. Evoluzione potenza installata FER, in MW [5]

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52.258</b>	<b>53.259</b>	<b>68.130</b>	<b>95.210</b>

Tabella 4: PNIEC. Evoluzione produzione FER, in TWh [5]

	2016	2017	2025	2030
<b>Produzione rinnovabile</b>	<b>110,5</b>	<b>113,1</b>	<b>142,9</b>	<b>186,8</b>
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
<b>Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica</b>	<b>325,0</b>	<b>331,8</b>	<b>334</b>	<b>339,5</b>
<b>Quota FER-E (%)</b>	<b>34,0%</b>	<b>34,1%</b>	<b>42,6%</b>	<b>55,0%</b>

Il settore termico, insieme ai consumi elettrici, rappresenta la maggior parte degli usi finali di energia e per questo motivo riveste un ruolo fondamentale nel raggiungimento degli obiettivi legati al PNIEC per il quale, nel 2030, il 33% dei consumi di energia elettrica dovranno essere coperti da fonti rinnovabili.

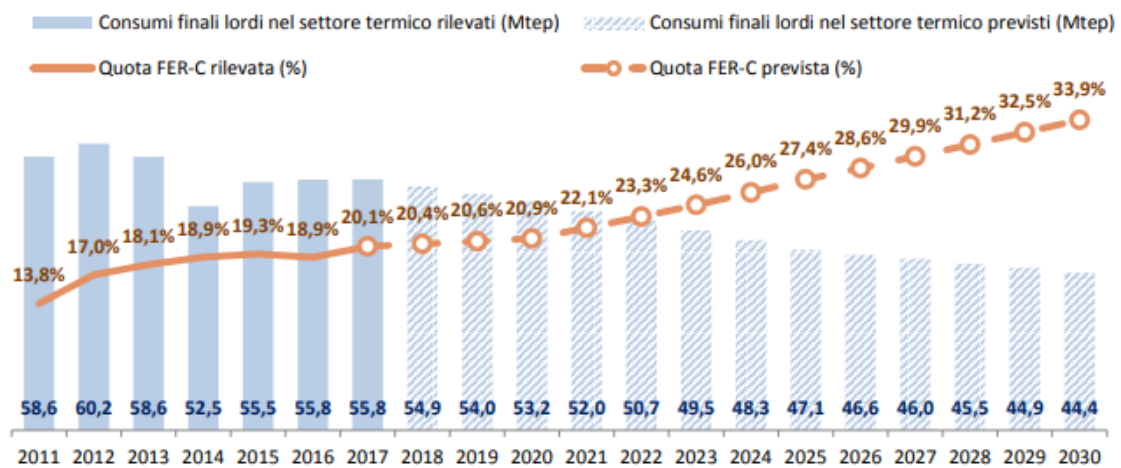


Figura 9: Traiettorie della quota FER nel settore termico [5]

In Italia, nel 2020, poco meno di un quinto (19,9%) dei consumi energetici nel settore termico proviene da fonti rinnovabili. (rapporto statistico 2020-GSE). La fonte rinnovabile più impiegata è la biomassa solida.

Le pompe di calore, considerato la loro elevata efficienza, avranno un forte peso nel mix termico rinnovabile. Inoltre, le pompe di calore elettriche contribuiscono anche alla decarbonizzazione dei consumi, favorendo l'elettrificazione degli usi finali.

Anche il solare termico potrà avere una crescita, in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento. A tal proposito, per il teleriscaldamento si prevede margine di sviluppo in applicazioni in cui si riesca a sfruttare l'integrazione tra fonti energetica rinnovabili e cogenerazione ad altro rendimento.

Per concludere, il settore dei trasporti avrà una forte incidenza nel raggiungimento del target generale del 30% di consumi finali lordi da FER. All'interno del PNIEC è stabilito che la quota rinnovabile nei trasporti dovrà essere pari al 22%, maggiore rispetto al 14% fissato dall'Unione Europea.



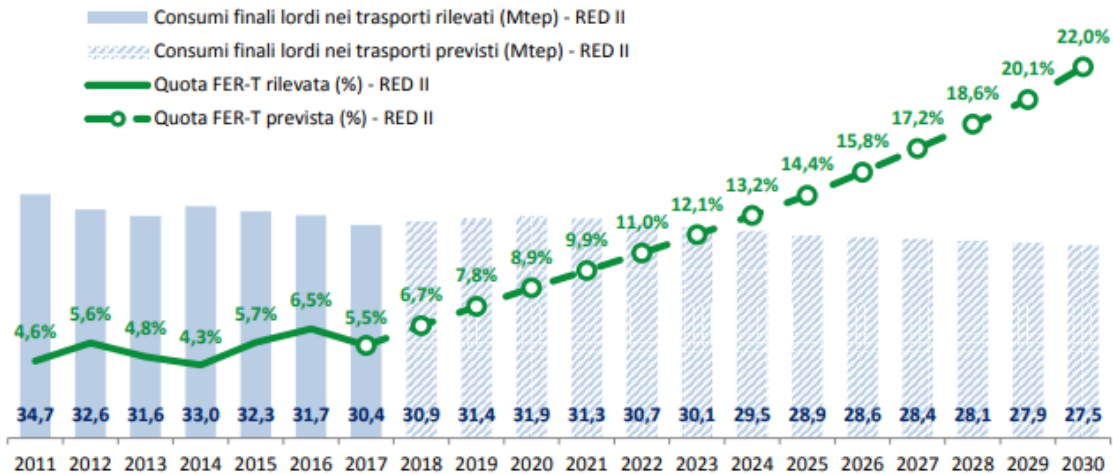


Figura 10: Traiettorie della quota FER nei trasporti [5]

Il target verrà raggiunto attraverso l'utilizzo di biocombustibili, prodotti da FER, o promuovendo la mobilità elettrica.

### 1.2.2 Efficienza energetica

L'efficienza energetica di un processo, trasformazione o servizio si definisce come il rapporto tra l'effetto utile e l'energia spesa per ottenere tale effetto. Un sistema è detto energeticamente più efficiente di un altro se, a parità di effetto utile, richiede una spesa minore.

Nel contesto dei sistemi energetici, attuare efficienza energetica consiste nell'ottenere una riduzione dei consumi di energia primaria mantenendo inalterata la domanda di servizio. Questo si traduce in numerosi benefici economici, energetici e sociali: riduzione delle spese energetiche, mitigazione della povertà energetica, uso più razionale dell'energia, aumento della sicurezza energetica ed abbattimento delle riduzioni di gas climalteranti.

In accordo con le direttive UE, all'interno del PNIEC si sottolinea l'importanza dell'efficienza energetica e dell'intraprendere interventi di efficientamento energetico con l'obiettivo di ottenere un risparmio energetico e combattere i cambiamenti climatici. L'obiettivo prefissato dall'Italia è la riduzione, al 2030, del 43% dei consumi di energia primaria e del 39,7% dei consumi di energia finale. In termini assoluti, si tratta di raggiungere nel 2030 un consumo di 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale con la traiettoria mostrata in Figura 11.



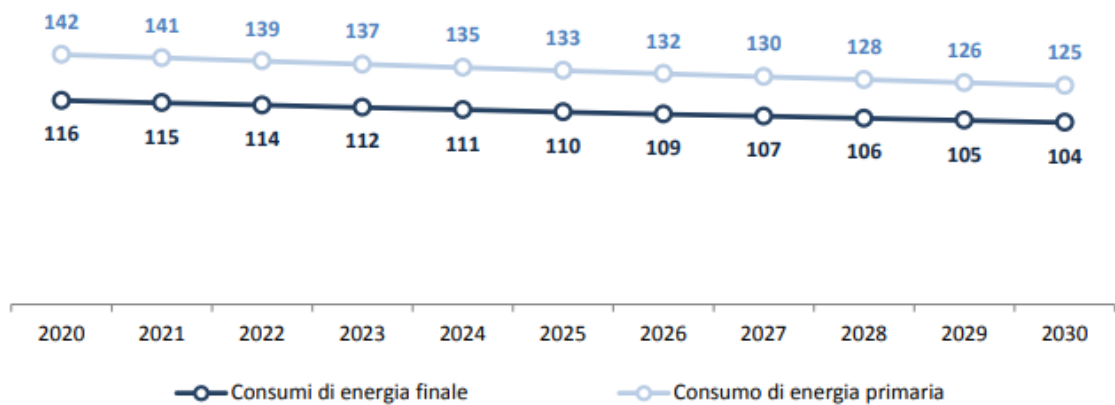


Figura 11: Traiettorie dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2020-2030 [5]

Per il raggiungimento di questi obiettivi, il PNIEC prevede un target di riduzione dei consumi finali minimo dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030.

Il principale settore degli interventi di efficientamento sarà il settore civile, con particolare attenzione nell'edilizia, con una riduzione dei consumi di circa 5,7 Mtep.

Un altro contributo rilevante arriverà anche dai trasporti che, grazie alla promozione della mobilità collettiva e/o "smart mobility" e all'efficientamento dei veicoli, porterà a una riduzione dei consumi di 2,6 Mtep.

## 2 Infrastruttura energetica nazionale

La filiera energetica italiana è composta da diversi settori che sono responsabili della produzione dei principali vettori energetici utilizzati nei consumi finali quali:

- Elettricità
- Gas naturale
- Carburanti
- Acqua calda (teleriscaldamento)
- Acqua fredda (teleraffrescamento)

In questo capitolo ci si soffermerà sugli aspetti legati all'infrastruttura elettrica che si occupa della produzione e del trasporto dell'energia elettrica sul suolo nazionale ed è quella di maggior interesse ai fini di questa trattazione.

### 2.1 Sistema elettrico nazionale

Il sistema elettrico nazionale, rappresentato in Figura 12, si articola in quattro fasi:

- Fase 1: Produzione  
Comprende la produzione di energia elettrica su suolo nazionale da fonti fossili e rinnovabili e l'importazione di energia elettrica da altri paesi;
- Fase 2: Trasmissione  
Consiste nel trasporto e nella trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di alta e altissima tensione;
- Fase 3: Distribuzione  
È l'attività di trasporto e trasformazione di energia elettrica su reti a media e bassa tensione per la consegna ai clienti finali;
- Fase 4: Utenze  
È il segmento finale del mercato, costituito dagli utenti finali, consumatori di energia elettrica;

Alla base del sistema ci sono le centrali di produzione di energia elettrica, ovvero gli impianti di generazione centralizzata, alimentati da fonti fossili o rinnovabili che vanno

a costituire gran parte del mix energetico nazionale. La restante parte dell'energia elettrica proviene da centrali nucleari installate all'estero. Dalle centrali di produzione parte la rete di trasmissione composta da alta (AT: 220 kV) ed altissima tensione (AAT: 380 kV) che giunge alle cabine primarie di trasformazione AT/MT. Da questo punto ha inizio la rete di distribuzione, composta della rete di media tensione MT, che arriva fino alle cabine secondarie di trasformazione MT/BT da cui l'energia viene distribuita direttamente alle utenze finali attraverso la rete di bassa tensione (BT: 400 V). Allacciati direttamente alla rete di distribuzione, in prossimità degli utenti finali, è possibile trovare anche ulteriori impianti di produzione che costituiscono la cosiddetta generazione distribuita, che, insieme agli impianti centralizzati, contribuisce al mix produttivo totale del paese.

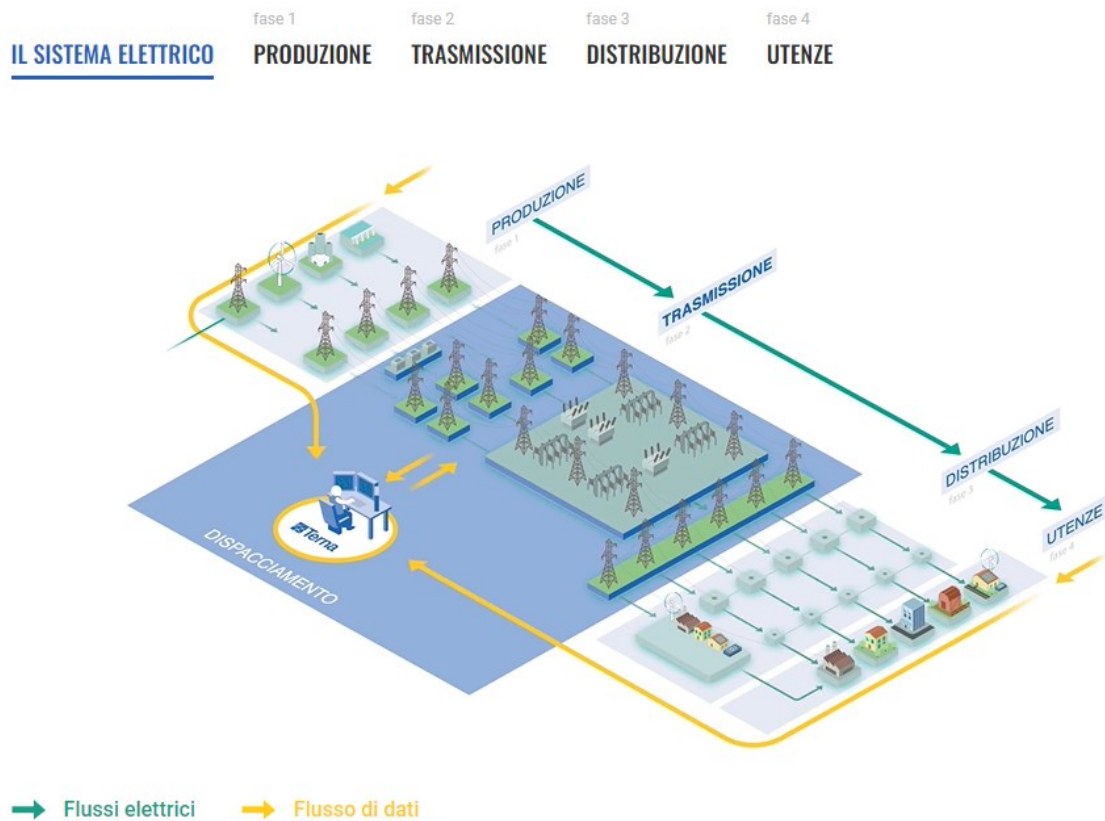


Figura 12: Terna: sistema elettrico nazionale [38]

La rete di trasmissione è affidata al Transmission System Operator (TSO) per concessione statale. Attualmente, in Italia il TSO è Terna la cui attività principale è il dispacciamento, ossia il servizio che garantisce, istante per istante, equilibrio tra domanda e offerta di energia. La rete di distribuzione, invece, è controllata dai Distribution System Operators

(DSO), ovvero dei distributori locali che si occupano dello sviluppo della rete e della sua manutenzione. Questi possono essere differenti in base alla zona in cui ci si trova.

## 2.2 Produzione e consumo di energia elettrica

Il mix energetico italiano per la produzione di energia elettrica è composto da diverse fonti. In Figura 13 è mostrato l'andamento del mix energetico produttivo totale in Italia dal 1990 al 2021. (dati IEA).

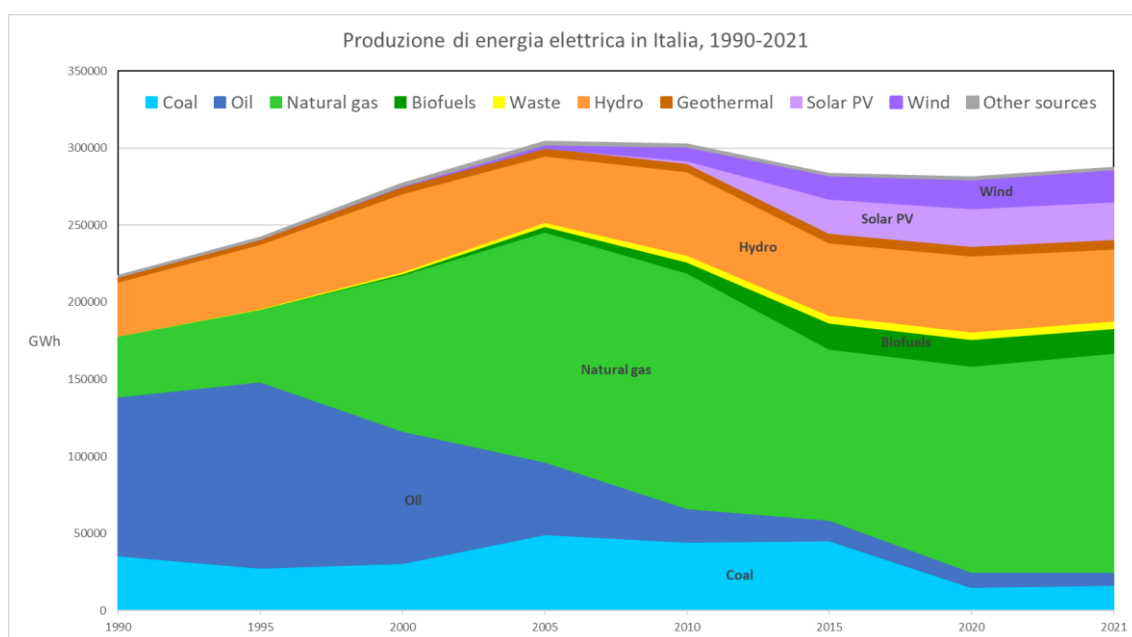


Figura 13: Produzione di energia elettrica in Italia, per fonte, dal 1990-2021. [3]

La composizione del mix produttivo nazionale ha subito dei rilevanti cambiamenti negli anni sia in termini di energia prodotta, sia per quanto riguarda la potenza installata.

Nella produzione termoelettrica da fonti fossili, il mix di combustibili è stato radicalmente modificato con una sempre più marcata prevalenza del gas naturale e una progressiva scomparsa del carbone e dei prodotti petroliferi; ciò è dovuto alla crescente diffusione dei cicli combinati alimentati a gas naturale che permettono di avere efficienze molto maggiori con conseguenti costi minori.

È anche evidente come ci sia stata una generale riduzione della produzione da fonti fossili grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili che ha permesso di far uscire gradualmente dal mercato le centrali fossili più vecchie ed inefficienti.

Storicamente la fonte rinnovabile principale è stata l'idroelettrico. Tuttavia, le prospettive di crescita di quest'ultima sono limitate in quanto è una fonte ormai saturata. Infatti, quasi tutti i grandi bacini e corsi d'acqua sono già stati sfruttati e le nuove installazioni riguardano prevalentemente impianti di piccola taglia che possono comunque contribuire ad un aumento della capacità di rinnovabile di questa fonte. Secondo gli obiettivi del PNIEC l'idroelettrico passerà dai circa 19 GW installati nel 2021 ai 19,2 GW nel 2030 e la produzione da questa fonte che aumenterà del 8,6%, con 49,3 TWh prodotti nel 2030 rispetto ai 45,4 TWh del 2021.

Poi, dagli anni 2007/2008 le rinnovabili hanno cominciato ad assumere un ruolo sempre più importante in termini di potenza installata, come evidenziato in Figura 14, soprattutto grazie alla rapida diffusione delle rinnovabili non programmabili, fotovoltaico ed eolico.

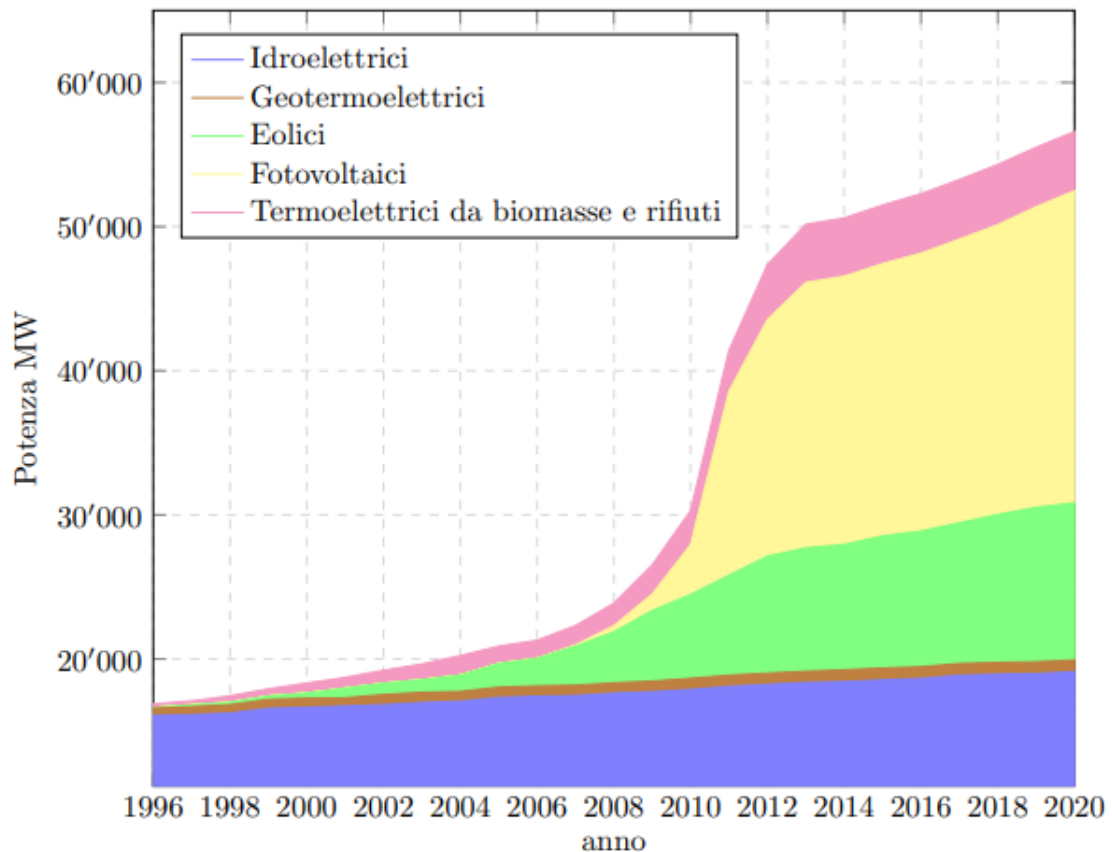


Figura 14: Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili [16]

La diffusione delle fonti rinnovabili genera anche un ulteriore grande cambiamento del sistema energetico in generale. Storicamente i combustibili fossili hanno permesso l'affermazione di un modello centralizzato basato su grandi centrali di produzione e linee

per il trasporto dell'energia anche lontano da dove questa viene prodotta. L'avvento delle fonti rinnovabili ha introdotto la possibilità di realizzare impianti più piccoli, più distribuiti sul territorio e localizzati nei pressi dei punti di consumo. Questo mette in discussione il modello centralizzato, a favore di uno decentralizzato, basato sulla cosiddetta "generazione distribuita".

### **2.2.1 Generazione centralizzata**

Gran parte della domanda elettrica viene soddisfatta dalla generazione centralizzata, ovvero attraverso grandi impianti di produzione connessi alla rete di trasmissione di alta o altissima tensione.

Un sistema di produzione centralizzato di questo tipo prevede un flusso unidirezionale di energia che parte dagli impianti e, passando dalle reti di trasmissione e distribuzione, arriva ai punti di consumo. In questo scenario l'utente finale si configura come un semplice consumatore che assume un ruolo passivo nei confronti della rete elettrica, senza essere consapevole dell'impatto che ha su quest'ultima. Inoltre, durante il trasporto dell'energia, da dove questa viene prodotta fino alle utenze, si determinano delle inefficienze associate alle perdite lungo le reti di trasmissione e di distribuzione pari a circa il 6%.

Nonostante negli anni ci sia stata una buona crescita delle fonti rinnovabili, gli impianti di generazione centralizzata sono ancora per la maggior parte alimentati da combustibili fossili e la quota di rinnovabili è limitata. Come anticipato in precedenza, nel mix di centrali termoelettriche la tecnologia più utilizzata è il ciclo combinato, alimentato a gas naturale, che ha permesso a impianti vecchi e più inefficienti di uscire gradualmente dal mercato. Infatti, negli anni si è praticamente azzerata la produzione da prodotti petroliferi e si è ridotta la produzione da carbone, a favore del gas naturale, come rappresentato in Figura 15.

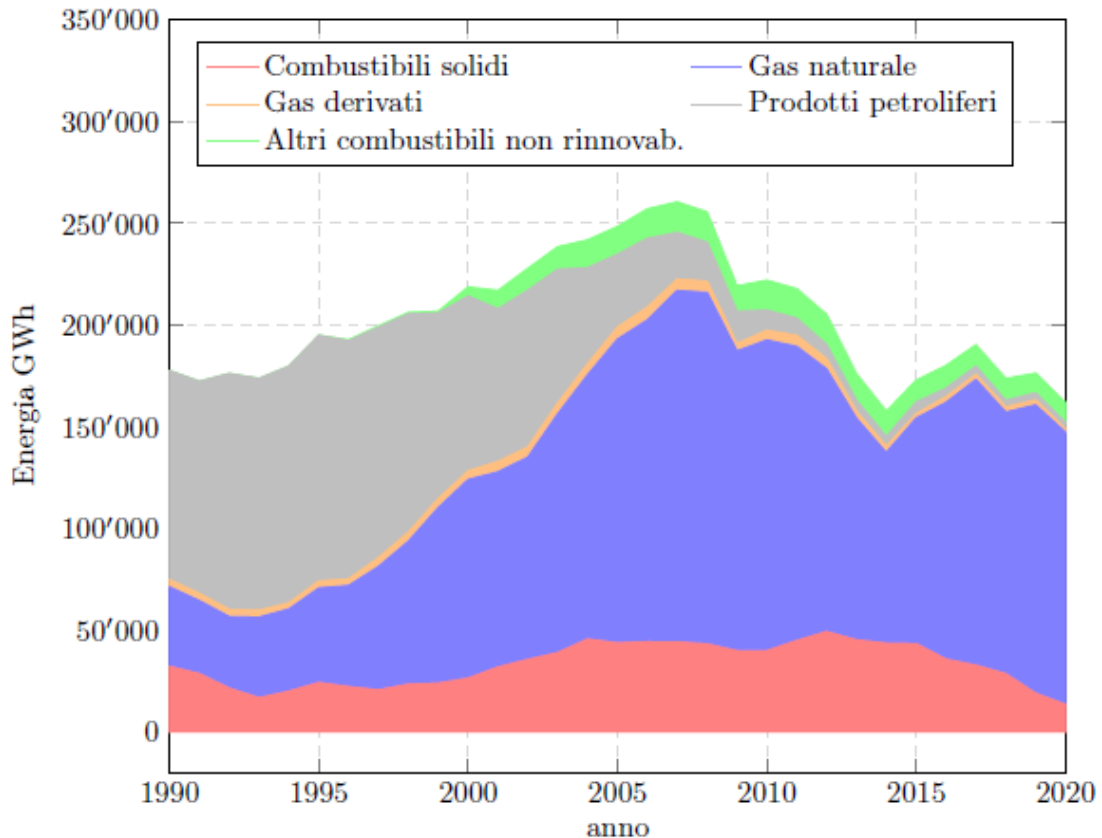


Figura 15: Produzione lorda da impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili [16]

Inoltre, per quanto riguarda le tecnologie utilizzate, il ciclo combinato, grazie alla sua maggiore efficienza, ha a mano a mano sostituito i tradizionali cicli a vapore e turbogas caratterizzati da rendimenti minori. Tuttavia, alcuni di questi impianti meno efficienti sono ancora utilizzati, nonostante questo si traduca in maggiore impatto ambientale e i costi elevati. In particolare, quelli maggiormente impiegati sono i cicli turbogas che hanno largo impiego nel servizio di dispacciamento grazie alla loro ridotta inerzia termica che permette di avere una risposta più rapida e raggiungere il carico di picco in poco tempo. C'è poi una anche una piccola porzione di impianti rinnovabili centralizzati, ma le fonti rinnovabili hanno una maggior diffusione negli impianti di generazione distribuita, allacciati direttamente alla rete di distribuzione e all'utente finale, con uno scarso sviluppo di impianti su larga scala, utility scale.

### 2.2.2 Generazione distribuita

La direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, ha definito la

generazione distribuita come “*l’insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione*”, indipendentemente dal valore di potenza dei medesimi impianti [15].

Questo concetto nasce in seguito alla graduale diffusione negli anni di impianti di produzione di piccola taglia, sparsi sul territorio nazionale, in prossimità dei consumatori finali. Si tratta quindi di una produzione decentralizzata dell’energia che si discosta dal tradizionale modello centralizzato per il fatto che l’energia viene prodotta dove questa viene consumata, ovvero in prossimità dell’utente finale.

In precedenza, la generazione distribuita veniva definita come l’insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA (GD-10 MVA) in quanto, storicamente, questi impianti venivano trattati come “non rilevanti” ai fini della gestione sistema elettrico nazionale.

La generazione distribuita offre numerosi vantaggi. Primo tra tutti la promozione delle fonti rinnovabili, fondamentale per la transizione energetica e la lotta ai cambiamenti climatici. La GD permette anche di fare efficienza energetica e favorire un uso più razionale dell’energia, grazie alla riduzione delle perdite di trasporto, pari a circa il 6%, e alla possibilità di realizzare impianti di cogenerazione e/o trigenerazione dove si ha recupero di calore di scarto per la produzione simultanea di energia elettrica e termica.

Negli impianti di generazione distribuita è possibile utilizzare diverse tipologie di fonti:

- Rinnovabili programmabili (biomasse, biogas)
- Rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico)
- Fonti fossili (gas naturale)
- Altro (RSU)

Nel contesto della transizione energetica è di particolare interesse la diffusione delle fonti rinnovabili negli impianti di generazione distribuita. Infatti, è proprio in questo settore che le fonti rinnovabili trovano maggiore applicazione e grandi prospettive di crescita. Prendendo come riferimento la Relazione 703/2022/I/eel dell’ARERA, relativa al monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2020, si possono fare le seguenti considerazioni.

Nel 2020, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti di generazione distribuita (GD) è stata pari a 70,9 TWh, ovvero il 25,3% della produzione nazionale, con un incremento di 1,3 TWh rispetto al 2019. [15]



La potenza efficiente lorda degli impianti di GD, al 31 dicembre 2020, è pari a 34 GW (il 28% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale), di cui:

- 3,7 GW di idroelettrico, con una produzione energetica di 12,5 TWh (17,6% della produzione da GD)
- 7 GW di impianti termoelettrici, con una produzione energetica di 30 TWh (42,3% della produzione da GD)
- 21 MW di geotermico, con una produzione energetica di 0,2 TWh (0,2% della produzione da GD)
- 3,3 GW di eolico con una produzione energetica di 5,4 TWh (7,7% della produzione da GD)
- 20 GW di fotovoltaico con una produzione energetica di 22,8 TWh (32,2% della produzione da GD)

In Figura 16 si mostra la produzione lorda di energia elettrica, dalle diverse fonti, degli impianti di GD e GD-10 MVA confrontata con la produzione del mix produttivo nazionale totale.

È bene sottolineare che le differenze tra GD e GD-10 MVA sono dovute alle loro definizioni. Nella prima rientrano tutti gli impianti connessi alle reti di distribuzione (anche quelli con potenza superiore a 10 MVA), ma non rientrano gli impianti, pur di potenza inferiore a 10 MVA, che risultano connessi alla rete di trasmissione nazionale. Nella seconda definizione, invece, rientrano tutti gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA indipendentemente dalla rete elettrica a cui sono connessi.

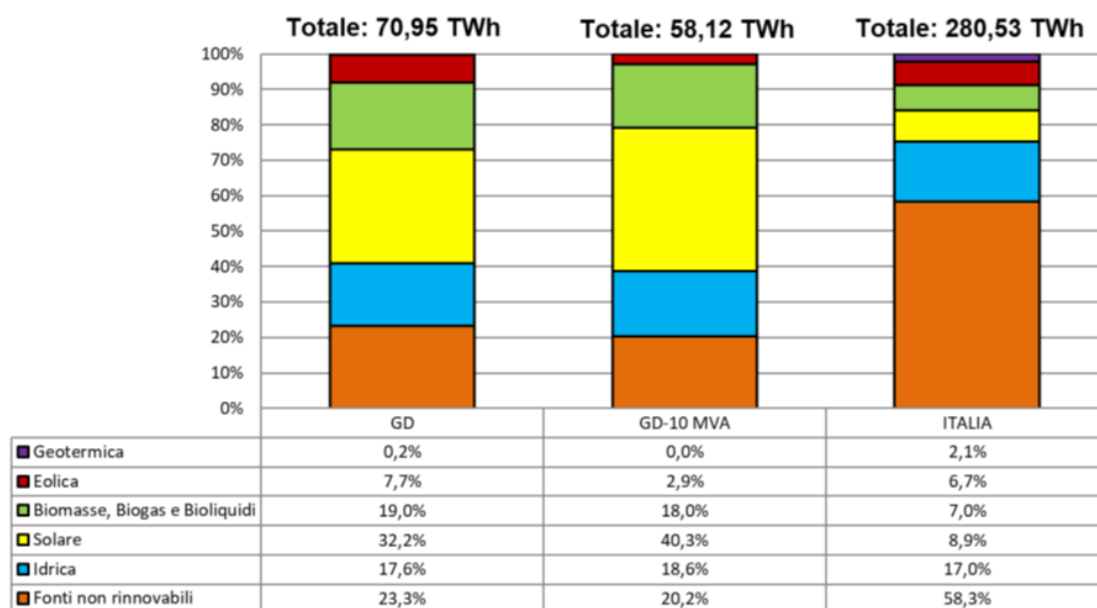


Figura 16: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD [15]

Focalizzando l'attenzione sulla GD, emerge che il 76,7% della produzione proviene da fonti rinnovabili, con il fotovoltaico che occupa un posto di rilievo con una produzione pari al 32,2% dell'intera GD. Solo il 23,3% della produzione proviene da fonti non rinnovabili.

Le differenze tra la generazione distribuita e la produzione totale sono notevoli. Infatti, nel mix produttivo totale le fonti rinnovabili coprono solamente il 41,7% della produzione, molto meno rispetto alla GD, e le fonti fossili costituiscono il restante 58,8% della produzione lorda. Anche la composizione del mix rinnovabile è differente, soprattutto per quanto riguarda il fotovoltaico. Quest'ultimo trova largo impiego nella GD, ma ha una scarsa diffusione nella generazione centralizzata dove soddisfa solamente l'8,9% della produzione totale.

Con la generazione distribuita ci si avvicina all'utenza finale, e questo si traduce in un nuovo modo di pensare la produzione e il consumo di energia. L'utente finale non si limita più al ruolo passivo di consumatore (consumer), ma partecipa attivamente al processo produttivo e diventa parte integrante del sistema energetico grazie alla possibilità di autoprodurre e autoconsumare energia. Nasce così il concetto di "prosumer", ovvero colui che possiede un proprio impianto di produzione di energia della quale ne consuma una parte. La restante parte può essere immessa in rete, scambiata o accumulata in sistemi d'accumulo, per essere autoconsumata successivamente. In questo modo il prosumer è

protagonista attivo nella gestione dei flussi energetici e può ottenere non solo un'autonomia dal punto di vista energetico ma anche eventuali benefici economici.

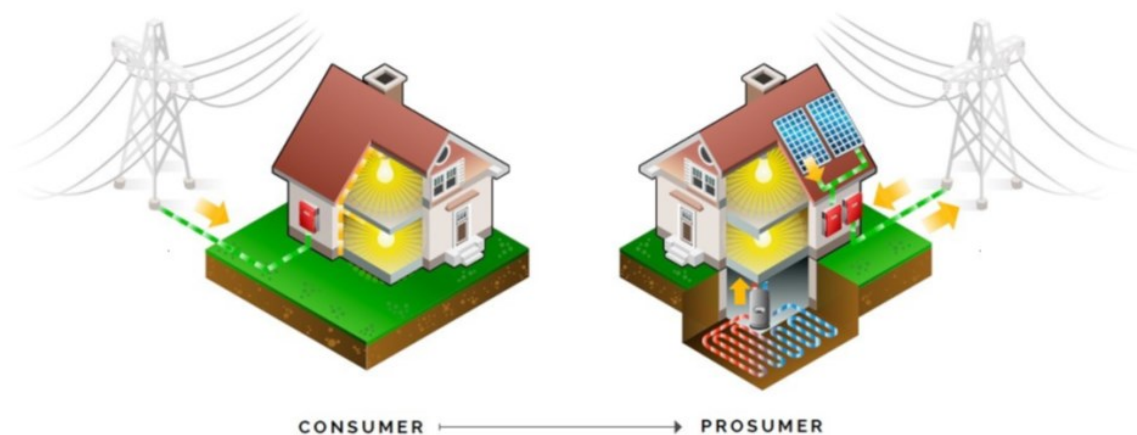


Figura 17: Differenza tra Prosumer (Produttore-Consumatore) e Consumer (Consumatore)

In questo contesto, il sistema elettrico nazionale ha subito un'evoluzione con la definizione di nuovi modelli e configurazioni per la produzione e il consumo dell'energia elettrica, da cui nasce il concetto di "autoconsumo".

### 2.2.3 Configurazioni possibili per l'autoconsumo

Dal punto di vista tecnico l'autoconsumo è definito come *consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente che per il tramite di sistemi di accumulo*, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione. [21].

In un contesto come quello italiano, in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate su concessione nel territorio nazionale, è necessario definire quali configurazioni possono essere realizzate. Le configurazioni private che possono essere realizzate sono i Sistemi di Distribuzione Chiusi (nell'ambito delle reti elettriche) e i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo [21]. Al riguardo, è necessario disporre le opportune definizioni, stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Il Sistema di Distribuzione Chiuso (SDC) è una rete che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, a eccezione di alcuni casi, non rifornisce clienti finali civili. Tale sistema, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie è caratterizzato dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati, oppure dal fatto che distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: i SDC esistenti e i SDC nuovi [19].

I SDC esistenti sono SDC che soddisfano le condizioni di cui ai punti i e ii:

- i. sono stati autorizzati o realizzati alla data del 15 agosto 2009, risultano inseriti nei Registri di cui all'articolo 9, comma 9.1, lettere a) e b), del TISDC (rispettivamente dapprima Registro delle RIU e Registro degli ASDC, poi confluiti nel Registro degli SDC esistenti) a seguito della presentazione all'Autorità di apposita istanza entro il 26 giugno 2022 e non hanno modificato il proprio ambito territoriale, come individuato con apposito provvedimento dell'Autorità;
- ii. sono reti elettriche portuali o aeroportuali in concessione inserite nel Registro di cui all'articolo 9, comma 9.1, lettera b), del TISDC (Registro degli ASDC).

L'insieme dei SDC esistenti è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi:

- le Reti Interne di Utenza (RIU). Tali sistemi sono reti elettriche che rispettano i requisiti previsti dall'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09;
- gli Altri SDC (ASDC). Tali sistemi sono reti elettriche che rispettano la definizione di SDC esistente e che, al tempo stesso, non sono classificate tra le RIU.

I SDC nuovi sono l'insieme de:

- a) i SDC realizzati in attuazione di quanto disposto dall'articolo 17 del decreto legislativo 210/21 e inseriti nel Registro di cui all'articolo 9bis, comma 9bis.1, del TISDC (Registro dei SDC nuovi);
- b) i SDC già ricompresi fra i SDC esistenti, diversi dalle reti portuali o aeroportuali in concessione, che hanno apportato al proprio ambito territoriale, come individuato dall'Autorità con apposito provvedimento, modifiche rientranti nelle tipologie di cui all'articolo 5, comma 5.7, del TISDC.

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) sono sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete con obbligo di connessione di terzi, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico [20].

Tali sistemi comprendono:

- i sistemi in scambio sul posto SSP-A;
- i sistemi in scambio sul posto SSP-B;
- i Sistemi di Auto-Produzione (SAP);
- i Sistemi Efficienti di Utente (SEU);
- gli Altri Sistemi Esistenti (ASE);
- i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente (SESEU).

A loro volta nell'ambito dei SAP è possibile distinguere:

- le cooperative storiche dotate di rete propria;
- i consorzi storici dotati di rete propria;
- gli Altri Sistemi di Auto-Produzione (ASAP),

Escludendo dagli SSPC le cooperative storiche dotate di rete propria e i consorzi storici dotati di rete propria si ottengono gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) che sono l'insieme delle seguenti sottocategorie di SSPC schematizzati in Figura 18:

- sistemi SSP-A: sono ASSPC in regime di scambio sul posto caratterizzati da soli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- sistemi SSP-B: sono ASSP in regime di scambio sul posto non rientranti nella categoria dei sistemi SSP-A;
- Altri Sistemi di Auto-Produzione (ASAP): sistemi in cui una persona fisica o giuridica produce energia elettrica e, tramite collegamenti privati, la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio, ovvero per uso delle società

controllate della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante;

- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU): sistemi in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili, ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento gestiti dal medesimo produttore eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area, senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente finale e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- Altri Sistemi Esistenti (ASE): sono sistemi, non già rientranti nelle altre configurazioni di SSPC definite con il Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo – TISSPC, in cui una linea elettrica di trasporto collega una o più unità di produzione gestite, in qualità di produttore, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario, a una unità di consumo gestita da una persona fisica in qualità di cliente finale o a una o più unità di consumo gestite, in qualità di cliente finale, dalla medesima persona giuridica o da persone giuridiche diverse purché tutte appartenenti al medesimo gruppo societario. In sostanza, gli ASE sono definiti al fine di attribuire una qualifica a tutti i sistemi esistenti, non classificabili tra le reti elettriche, che non possono rientrare nelle altre tipologie precedentemente citate;
- Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU) diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici. Classificati in quattro categorie: SESEU-A, SESEU-B, SESEU-C, SESEU-D.

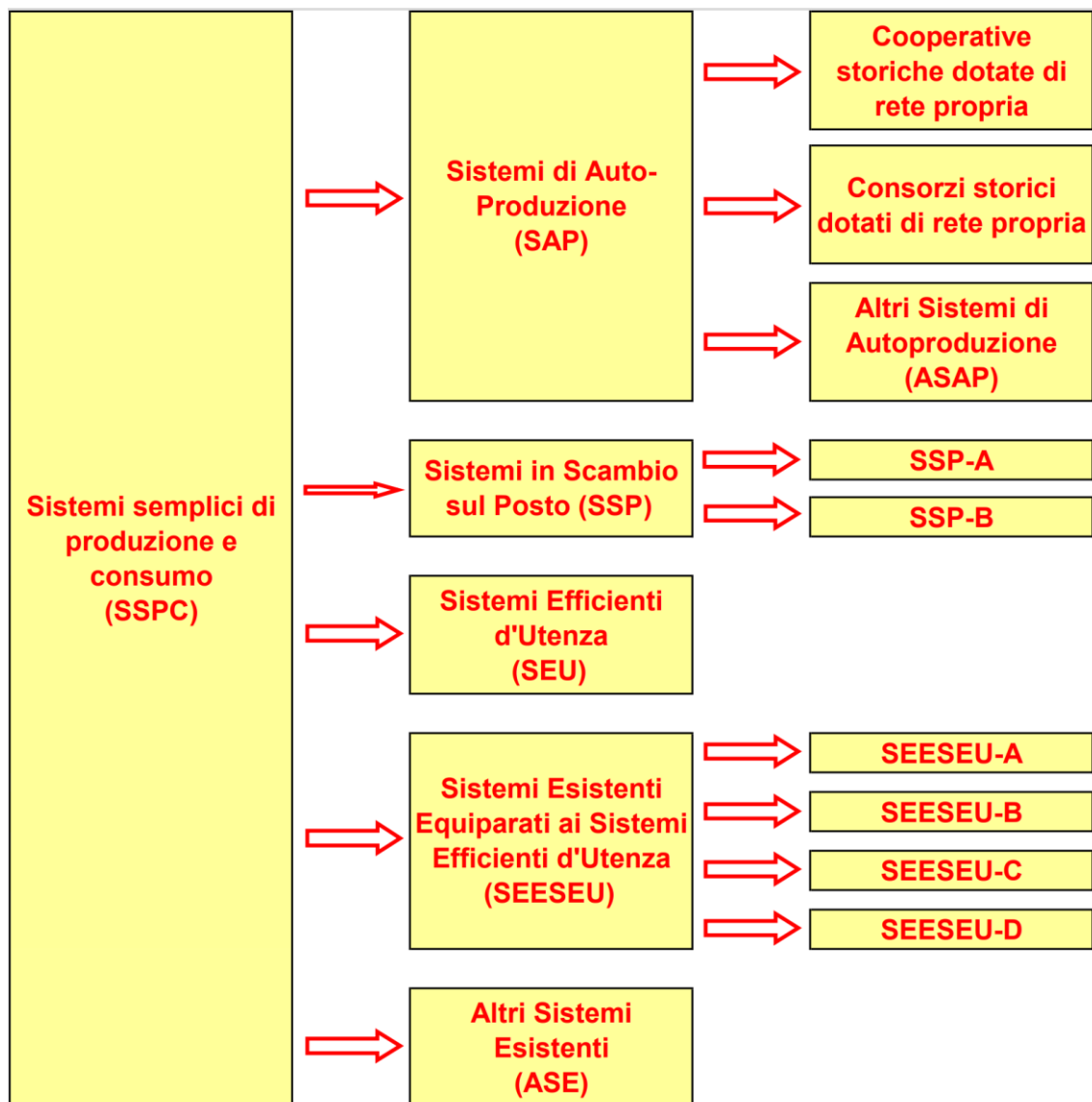


Figura 18: Tipologie di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Le configurazioni precedentemente definite sono ormai consolidate all'interno dell'infrastruttura elettrica nazionale e sono tutte caratterizzate dalla presenza di un solo produttore e un solo cliente finale, non necessariamente coincidenti, limitando l'autoconsumo a un contesto individuale, con un rapporto "uno a uno", dove il prosumer ha la possibilità di consumare direttamente l'energia prodotta dal proprio impianto, eventualmente immettere in rete le eccedenze o accumulare energia in sistemi d'accumulo.

La recente politica energetica europea ha portato allo sviluppo della normativa italiana in cui sono state introdotte forme innovative di autoconsumo che hanno una dimensione più ampia e collettiva in cui si ha la possibilità di avere una molteplicità di produttori e clienti finali. Sono delle coalizioni di utenti finali dove si realizza una sorta di autoconsumo

diffuso, in una configurazione “molti a molti”, in cui gli utenti collaborano con l’obiettivo di produrre, consumare e gestire l’energia prodotta da uno o più impianti locali. È il caso delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) di cui verranno analizzati i più recenti sviluppi normativi nei prossimi capitoli.

## **2.3 Sector coupling**

Uno dei pilastri della transizione energetica è la decarbonizzazione attuabile attraverso la promozione delle fonti rinnovabili e della loro diffusione. Come visto in precedenza, questa sempre più forte penetrazione delle rinnovabili, soprattutto attraverso la generazione distribuita, offre una serie di vantaggi alle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione.

Tuttavia, la massiccia diffusione di fonti rinnovabili all’interno del sistema energetico introduce nuove sfide e questioni da affrontare. Le fonti rinnovabili, come fotovoltaico ed eolico, sono non programmabili e aleatorie. La loro produzione non è prevedibile con precisione in quanto dipende dalle condizioni climatiche (es. nuvolosità e vento). A causa di questo si potrebbero verificare dei momenti di sovrapproduzione o sottoproduzione di energia elettrica, rispetto ai valori attesi, generando squilibri tra domanda e offerta di energia e problemi di frequenza alla rete. Rispetto al passato, dove la produzione poteva essere facilmente prevista e a variare era solamente la domanda, anche la produzione risulta essere variabile per effetto delle rinnovabili. Inoltre, si aggiunge un’ulteriore componente di incertezza nella domanda di energia elettrica per via della presenza degli autoconsumi, i quali sono strettamente legati alla produzione delle rinnovabili. Questi aspetti sono rappresentati in Figura 19 dove si nota la differenza tra carico totale e carico di mercato dovuta proprio agli autoconsumi ed è evidente anche lo squilibrio tra domanda effettiva e domanda prevista di energia elettrica.



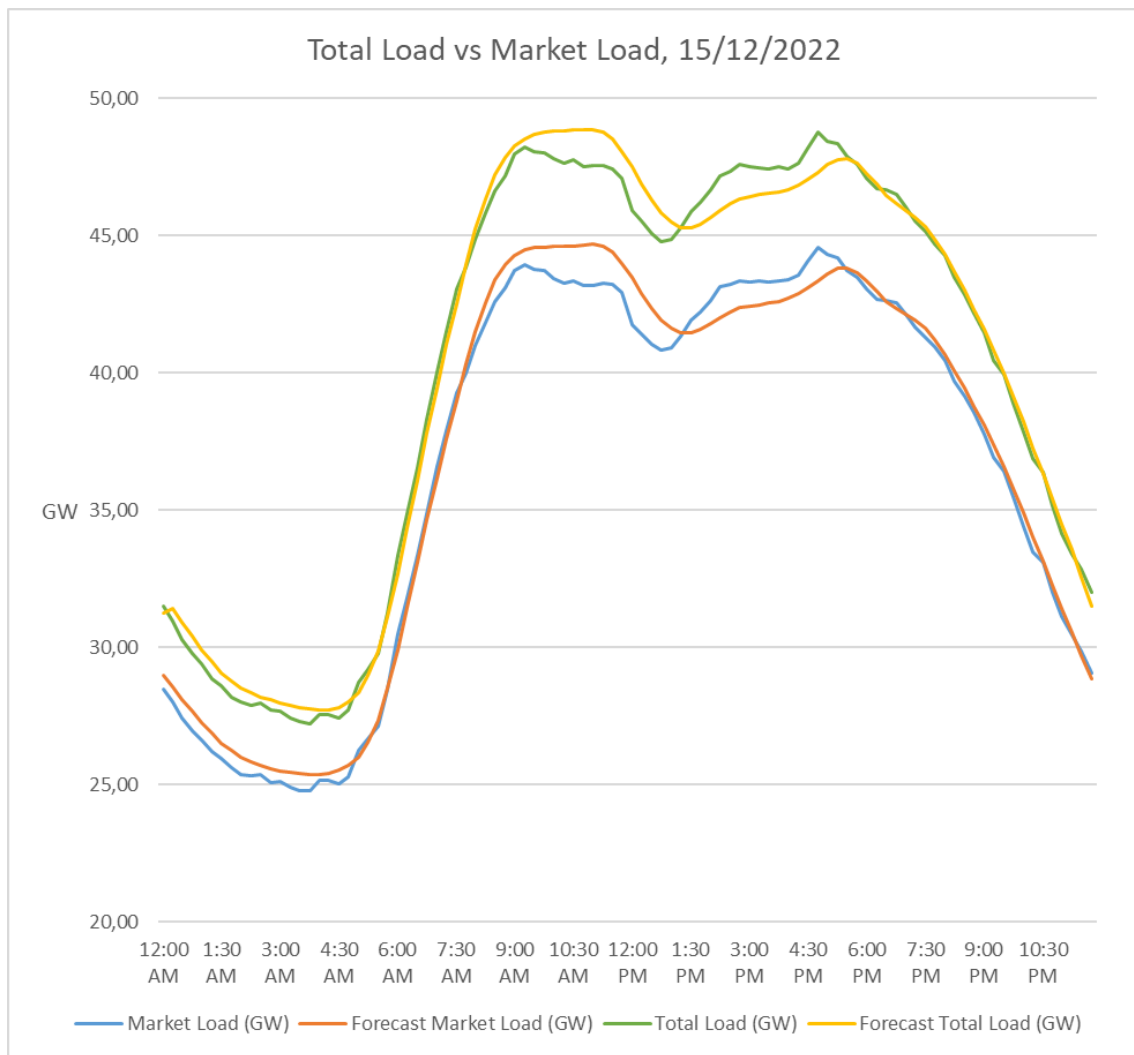


Figura 19: Confronto domanda totale e domanda di mercato di energia elettrica [37]

Un'altra conseguenza della crescente diffusione di rinnovabili è l'aumento di energia elettrica che circola in rete, con possibile congestionamento di quest'ultima, la quale potrebbe risultare sottodimensionata rendendo necessari investimenti per il potenziamento della rete elettrica.

L'insieme degli effetti soprelencati fa sì che emerga una sempre maggiore necessità di flessibilità della rete per compensare le fluttuazioni dovute alla non programmabilità e aleatorietà delle fonti rinnovabili.

Attualmente, questa flessibilità viene fornita attraverso il servizio di dispacciamento che in Italia è gestito da Terna. Il dispacciamento ha la funzione di garantire, istante per istante, l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica e viene realizzato principalmente attivando e disattivando le centrali termoelettriche a fonti fossili. La tecnologia più utilizzata è il ciclo turbogas o gli stessi gruppi turbogas all'interno dei cicli

combinati. Questi hanno però dei rendimenti molto bassi che diminuiscono ulteriormente lavorando in regime transitorio. In aggiunta a questo, sfruttano combustibili fossili andando in contrasto con il processo di transizione energetica.

È in questo contesto che nasce il “sector coupling”, concetto sviluppato in Germania e che ha ricevuto attenzioni in Europa. Il sector coupling, secondo l’Unione Europea, si presenta come una delle strategie chiave per il processo di decarbonizzazione e per soddisfare la necessità di flessibilità e sicurezza del sistema energetico, riducendo i costi della transizione energetica.

Il sector coupling si basa sul ruolo strategico che l’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ha nel processo di transizione energetica. Inizialmente, il sector coupling si riferiva solamente all’elettrificazione degli usi finali come il riscaldamento o i trasporti. Successivamente, tale concetto è stato esteso anche alla fornitura e alla produzione di energia elettrica con l’obiettivo di incrementare il mix di rinnovabili in tutti i settori. In Figura 20 sono rappresentati i vari settori del sistema energetico che sono coinvolti nel sector coupling.

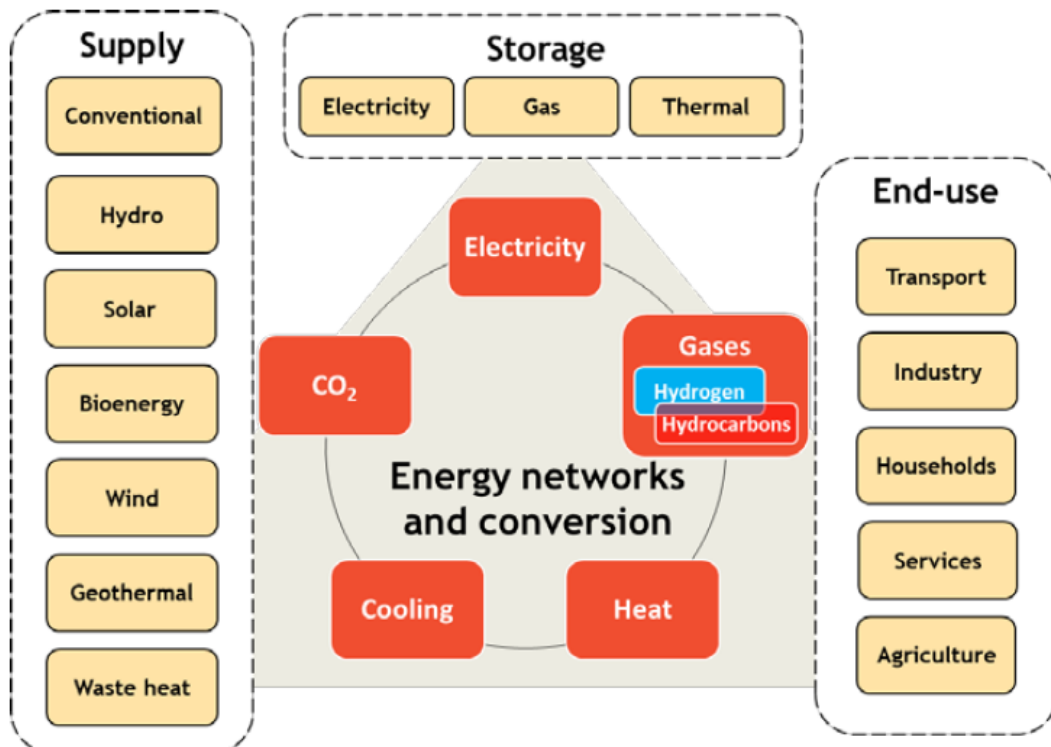


Figura 20: Sector coupling nei settori del sistema energetico

È possibile distinguere due strategie di sector coupling: l'end-use sector coupling e il cross-vector sector coupling.

L'end-use sector coupling consiste nell'elettrificazione della domanda di energia agendo sia sulla produzione e fornitura sia sugli usi finali, ad esempio sostituendo le tradizionali caldaie con pompe di calore elettriche. Questo induce ad una serie di effetti positivi; per prima cosa si ha una sempre più forte penetrazione e diffusione delle fonti rinnovabili, contribuendo in maniera diretta alla decarbonizzazione. Inoltre, le apparecchiature elettriche hanno prestazioni migliori rispetto a quelle alimentate da combustibili fossili, permettendo quindi di migliorare l'efficienza energetica dei sistemi. Tuttavia, uno scenario di questo tipo, 100% elettrico, non è di facile attuazione e presenta degli svantaggi. Innanzitutto, l'aumento dei consumi elettrici richiede elevati costi infrastrutturali legati ai necessari interventi di potenziamento ed estensione delle reti di trasmissione e distribuzione che risulterebbero altrimenti sottodimensionate. Ci sono poi degli utenti finali difficili da elettrificare. L'elettrificazione è una soluzione particolarmente adatta per la decarbonizzazione della domanda termica negli edifici, attraverso pompe di calore, ma non compatibile con altri settori, "hard to abate", come processi industriali ad alta temperatura o i trasporti.

Il cross-vector sector coupling nasce proprio come soluzione intermedia per far fronte alle difficoltà dell'end-use sector coupling. Questo si basa sull'integrazione di più infrastrutture e vettori energetici, in particolare elettricità, calore e gas, sia lato fornitura, attraverso la conversione de energia elettrica in eccesso in idrogeno, sia lato utenti finali, usando calore di scarto per la produzione di energia o per processi industriali. L'elettricità da fonti rinnovabili ha quindi ancora un ruolo importante, ma non predominante. Viene promosso lo sviluppo di soluzioni tecnologiche innovative in cui all'energia elettrica rinnovabile si affiancano altri vettori energetici come biometano, biogas, idrogeno che possono essere inseriti nei settori difficili da elettrificare. Inoltre, gli interventi sono poco invasivi in quanto prevedono l'utilizzo delle infrastrutture esistenti senza la necessità di realizzarne di nuove. In questo modo si riducono i costi della transizione energetica.

### 2.3.1 Il ruolo dei sistemi d'accumulo

I sistemi d'accumulo ricoprono un ruolo fondamentale all'interno del concetto di sector coupling, è più in generale nella transizione energetica. Questi sono la chiave per facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili all'interno dell'infrastruttura energetica nazionale.

Esistono diverse tipologie di sistemi d'accumulo, i quali possono essere classificati in: accumulo, i quali possono essere classificati in:

- Accumuli chimici: permettono di stoccare energia attraverso reazioni chimiche, per esempio per la produzione di composti chimici;
- Accumuli elettrici: sono sistemi dal funzionamento puramente elettrico, come i supercondensatori;
- Accumuli elettrochimici: accumulano energia grazie a processi elettrochimici. È il caso delle batterie;
- Accumuli meccanici: accumulano energia sotto forma di energia meccanica (gravitazionale, rotazionale...). In questa categoria spicca il pompaggio idroelettrico. Ci sono poi altre tecnologie, come gli accumuli ad aria compressa o aria liquida, rispettivamente CAES e LAES, che sono applicazioni di nicchia, ancora in fase embrionale;
- Accumuli termici: permettono di accumulare energia termica o frigorifera. Si distinguono principalmente in accumuli a calore sensibile e accumuli a calore latente. I primi sono i sistemi più tradizionali, che consistono in semplici serbatoi riempiti con fluido termovettore. Gli accumuli a calore latente sono una tecnologia più innovativa, che sfrutta i materiali in cambiamento di fase.

Tra queste tecnologie, quella attualmente più diffusa e utilizzata nell'ambito dell'energia elettrica è l'accumulo elettrochimico, in particolare le batterie. Queste hanno subito negli anni una notevole evoluzione tecnologica, che ha permesso di raggiungere ottime prestazioni, in termini di energia accumulabile. Tuttavia, le batterie presentano degli svantaggi. Prima di tutto ci sono problematiche legati al costo dei materiali e all'impatto ambientale. Poi, in termini di prestazioni, questi sistemi sono soggetti ad una scarica spontanea e non permettono di accumulare energia elettrica nel lungo periodo. Inoltre, le batterie sono per la maggior parte di piccola taglia, con una scarsa diffusione di sistemi "utility scale".

Per questo motivo sono in fase di studio e in via di sviluppo nuove tecnologie innovative da affiancare a quelle ormai mature e consolidate nel mercato, per sopperire ai loro limiti. Alcune di queste si basano proprio sul concetto di sector coupling, integrando più vettori energetici e aprendo ad un nuovo scenario di servizi e applicazioni che permettono di migliorare l'inserimento delle fonti rinnovabili all'interno del sistema energetico. Un esempio è il power-to-gas che consiste nell'utilizzo di elettricità rinnovabile per la produzione di idrogeno o di altri gas, come biometano o metano sintetico.

Proprio l'idrogeno, grazie alla sua versatilità, potrebbe rappresentare un asset strategico nel processo di transizione energetica. Infatti, l'idrogeno può essere utilizzato sia come:

- Vettore energetico: può essere impiegato come alternativa ai tradizionali combustibili fossili, grazie alle sue ottime proprietà termofisiche;
- Vettore chimico: può essere utilizzato come reagente in reazioni chimiche per la produzione di composti chimici;
- Vettore d'accumulo: può rappresentare uno stoccaggio chimico di energia elettrica.

Sicuramente è di particolare interesse l'idrogeno, visto come sistema d'accumulo. Infatti, è possibile costruire intorno all'idrogeno una filiera energetica, che permette di integrare più settori tra loro e di favorire la transizione energetica. L'energia elettrica prodotta in eccesso dalle rinnovabili può essere accumulata, alimentando gli elettrolizzatori, i quali producono idrogeno. Questo può essere poi direttamente destinato agli usi finali, come alternativa ai combustibili tradizionali, oppure può essere utilizzato per la produzione di metano sintetico o biometano. Un'altra alternativa è di riutilizzare l'idrogeno nelle fuel cell, per la produzione di elettricità nei momenti di sottoproduzione. In questo modo si ottiene un sistema 100% a zero emissioni.

Tuttavia, è bene sottolineare che i processi appena descritti comportano comunque delle perdite e delle inefficienze, dovute ai vari processi di conversione energetica coinvolti. Si ipotizza di avere un sistema power-to-gas composto da elettrolizzatore e fuel cell, in cui l'energia elettrica rinnovabile in eccesso viene utilizzata per produrre idrogeno, successivamente stoccato e riutilizzato per la produzione di elettricità. Innanzitutto la quota di energia elettrica iniziale è soggetta alle perdite di trasmissione lungo la rete, di circa il 95%, mentre per l'elettrolisi si può ipotizzare un'efficienza media del 70%. A questo punto l'idrogeno, per essere stoccato e trasportato, deve essere compresso, e questo introduce delle perdite di circa l'80%. Infine, le fuel cell hanno un rendimento elettrico

medio del 60%. Complessivamente, il rendimento di tutto il ciclo risulta essere pari al 32%; pertanto, 1 kWh di energia elettrica stoccato e poi riconvertito, al netto delle perdite appena descritte, rende circa 320 Wh.

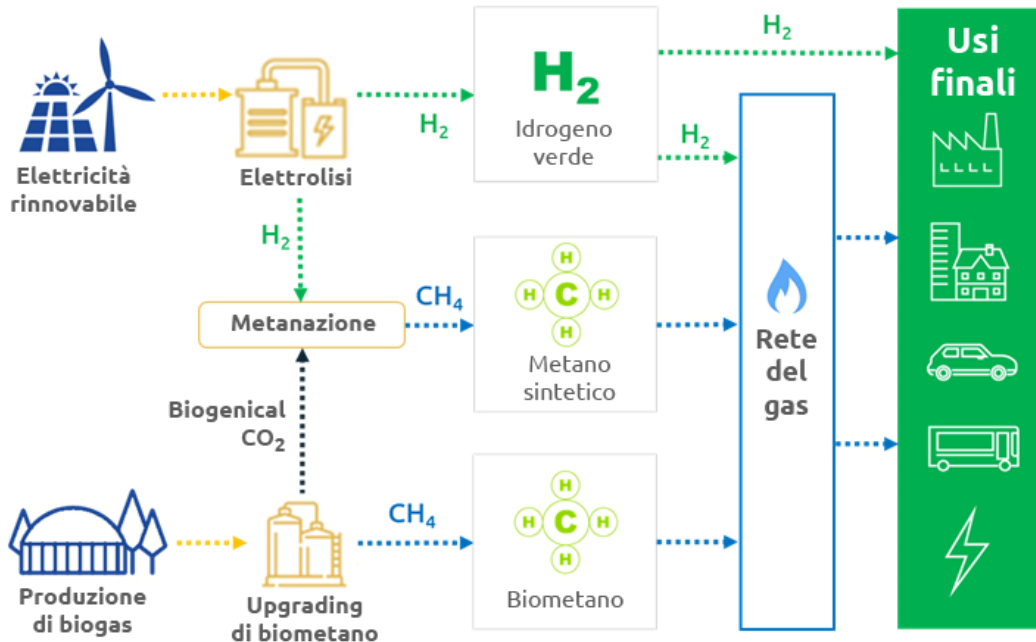


Figura 21: Power-to-Gas

Nell'ambito dell'energia elettrica in generale, i sistemi d'accumulo possono offrire una vasta gamma di servizi e possono essere installati nelle diverse fasi della filiera elettrica: produzione, reti di trasmissione e distribuzione, utenti finali. Gli accumuli di energia introducono ad un nuovo modo di fare flessibilità, passando dal "demand following" al "load following" che consiste nell'usare gli storage per variare la domanda di energia senza agire sulla produzione. In termini pratici, nei momenti di sovrapproduzione delle rinnovabili si caricano gli accumuli di energia, nei di sottoproduzione si scaricano. Questo permette di far lavorare a regime, al massimo rendimento, le centrali termoelettriche che forniscono il carico di base e si compensa la variabilità data dalle rinnovabili caricando e scaricando gli storage. In questo modo è anche possibile evitare il "RES curtailment", ossia il taglio delle fonti rinnovabili che avviene nei momenti di sovrapproduzione. Inoltre, gli storage, installati lungo la rete o direttamente accoppiati agli impianti di produzione permettono di garantire una certa qualità della rete elettrica, mantenendo i valori di tensione e frequenza desiderati. Sempre per quanto riguarda le reti elettriche, i sistemi d'accumulo dell'energia consentono di tamponare il congestionamento delle reti stesse,

rimandando le opere di potenziamento ed evitandone i costi d'investimento. Di particolare interesse è anche l'installazione degli accumuli lato utente finale. In questo caso, questi permettono di massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili. Infatti, la fonte rinnovabile più utilizzata in questo contesto è il fotovoltaico la cui produzione si concentra nelle ore diurne quando però i consumi, nel settore residenziale, sono tipicamente minori. In questi casi, l'accumulo permette di immagazzinare l'energia che non viene autoconsumata al momento e di consumarla successivamente, massimizzando l'autoconsumo ed evitando di immetterla in rete e "perderla".

I servizi sopracitati sono solo alcune delle applicazioni dei sistemi d'accumulo d'energia, i quali hanno un potenziale molto alto. L'evoluzione tecnologica e la sempre più forte diffusione di questi sistemi permetteranno agli storage di assumere un ruolo sempre più rilevante all'interno dei sistemi energetici.

## **3 Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**

Le recenti politiche energetiche internazionali e dei singoli paesi hanno come oggetto principale la lotta ai cambiamenti climatici e la riduzione delle emissioni di gas serra. In questo contesto sono nati nuovi modelli energetici, finalizzati a favorire la transizione verso uno scenario più sostenibile. Tra questi modelli ci sono le comunità energetiche, di cui verranno approfonditi i vari aspetti nei capitoli successivi.

### **3.1 Definizione di CER**

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono una forma innovativa di autoconsumo, in cui il soggetto protagonista è il prosumer, ovvero un cliente finale che possiede un proprio impianto, alimentato da fonti rinnovabili, per la produzione, il consumo e accumulo dell'energia. Le CER consistono in forme di aggregazione di cittadini, imprese private o altre realtà del territorio, che collaborano per produrre, consumare o accumulare energia, condividendo i propri impianti di produzione da fonti rinnovabili. In questo modo si supera l'ormai consolidato schema di autoconsumo individuale, in configurazione one-to-one, estendendo questo concetto a forme di autoconsumo collettivo, che prevedono una pluralità di produttori e consumatori, in configurazione many-to-many. Con le dovute distinzioni e differenze tra loro, le comunità energetiche sono tutte accomunate da uno stesso obiettivo: fornire energia rinnovabile a prezzi accessibili ai propri membri, piuttosto che dare priorità al profitto economico come una società energetica tradizionale. Per questo motivo le comunità energetiche sono un importante strumento di lotta contro la povertà energetica, garantendo a tutti i cittadini di contrastare l'impossibilità di sostenere le spese energetiche. Le comunità energetiche sono anche un forte mezzo di promozione della transizione energetica in quanto permettono di costruire un nuovo modello energetico caratterizzato da modi di produzione e consumo più sostenibili, basati sulle fonti rinnovabili, risparmio energetico ed efficienza dei consumi.

Decentramento e localizzazione della produzione sono tra i principi su cui si fonda una comunità energetica. Per questo motivo le CER sono considerate il trampolino di lancio per la generazione distribuita, permettendo così l'affermazione di un sistema energetico basato sulla produzione di energia, da fonti rinnovabili, nei pressi degli utenti finali,



evitando così le perdite di rete e costi di gestione di quest'ultima. In questo modo, l'utente finale è anche più consapevole dal punto di vista energetico in quanto assume un ruolo attivo ed integrante all'interno del sistema energetico stesso. In tal senso le comunità energetiche possono avere anche un importante ruolo come strumento di promozione di comportamenti energeticamente più virtuosi, producendo ulteriore efficienza energetica e risparmi economici.

Le CER sono anche un ecosistema molto vasto che richiede il coinvolgimento di molti settori, passando da aspetti di natura giuridico ad aspetti di carattere tecnologico. La costituzione di una CER, ad esempio, non può prescindere dallo sviluppo di strumenti e servizi ausiliari per la gestione e il funzionamento ottimale della comunità stessa attraverso un'adeguata infrastruttura digitale. Infatti, attraverso l'installazione di dispositivi smart, intelligenti, è possibile monitorare in tempo reale la produzione e i consumi dei singoli utenti. Questo permette anche di sviluppare piattaforme e interfacce che comunicano direttamente con l'utente finale, inviando feedback e suggerimenti su come ottimizzare i propri consumi, aumentando i benefici economici della CER.

Il concetto di comunità energetica nasce a livello europeo e viene definito per la prima volta dall'Unione Europea, all'interno del "Clean Energy for all European package", come uno dei principali strumenti per il raggiungimento degli obiettivi climatici fissati dal suddetto pacchetto europeo. Successivamente, i diversi paesi membri dell'Unione Europea, tra cui l'Italia, hanno introdotto le comunità energetiche e all'interno delle proprie legislazioni nazionali.

## **3.2 Quadro normativo/regolatorio Europeo**

Le direttive europee rappresentano il punto di riferimento per le varie legislazioni nazionali e danno il via ai processi di definizione dei quadri normativi e regolatori di ogni stato membro, tra cui l'Italia. In seguito vengono approfondite le due principali normative europee in termini di comunità energetiche, contenute all'interno del "Clean Energy for all European package":

- Direttiva UE 2018/2001 dell'11 dicembre 2018: conosciuta come "Renewable Energy Directive II" (RED II), sulla promozione e l'uso di energia da fonti rinnovabili. Introduce in concetti di CER e AUC;

- Direttiva UE 2019/944 del 5 giugno 2019: nota come “Internal Energy Market Directive” (IEM), relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Introduce i concetti di CEC e cliente attivo

### 3.2.1 Direttiva UE 2018/2001: CER e AUC

La direttiva UE 2018/2001 dell'11 dicembre 2018, nota come “Renewable Energy Directive II” (RED II), riguarda la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. L'oggetto della RED II è la definizione di un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa l'obiettivo del 32% per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. La RED II stabilisce anche le norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti e alla cooperazione regionale tra gli Stati membri. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

La direttiva si concentra esclusivamente sull'uso di energia da fonti rinnovabili e introduce a riguardo nuove modalità e definizioni di autoconsumo, tra cui i concetti di “Comunità Energetiche Rinnovabili” (CER) e “Autoconsumatori Collettivi” (AUC).

Prima di tutto, si definisce un “autoconsumatore di energia rinnovabile” come *“un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale”* [22].

Questo concetto può essere applicato sia in un contesto individuale sia attraverso forme di aggregazione dei cittadini, nello specifico Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AUC), definiti nell'articolo 2 della direttiva RED II.

Gli “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente” (AUC) sono *“un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio”*. Sono autorizzati a

esercitare collettivamente attività di autoconsumatori di energia rinnovabile secondo le modalità precedentemente definite e di organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile.

Il concetto di “Comunità Energetiche Rinnovabili” (CER) ha una connotazione più ampia rispetto a quello di autoconsumo collettivo (AUC). Secondo la definizione europea data dalla RED II, una CER è un soggetto giuridico che:

- si basa sulla partecipazione aperta e volontaria;
- è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI) o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Si tratta di una definizione generale che fissa le caratteristiche principali e i punti chiave di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) che devono essere recepiti e rispettati all'interno delle varie normative nazionali. Allo stesso tempo, però, la definizione europea lascia aperti molti temi che possono essere poi interpretati, ampliati e attuati in maniera differente dagli Stati membri, facendo emergere talvolta alcuni limiti e complessità.

Innanzitutto, i legislatori nazionali devono capire quali utenti rientrano all'interno dei possibili membri indicati dalla RED II e se estendere, eventualmente, la partecipazione ad altri soggetti. Infatti, alcuni Stati membri hanno allargato la partecipazione rispetto a quella originaria e altri, tra cui l'Italia, hanno addirittura introdotto nuove forme di partecipazione “passiva” alla CER, definendo la figura del “soggetto terzo” che verrà approfondita nei capitoli successivi.

Un altro punto caldo è il concetto di partecipazione aperta e volontaria alla CER. Questo significa che i membri della comunità devono essere in grado di poter entrare e uscire liberamente dalla configurazione. È un aspetto essenziale della definizione europea, ma anche un suo potenziale limite, di difficile interpretazione e gestione. Ogni Stato membro

ha quindi la necessità di definire regole ben chiare e precise sull'ingresso e l'uscita dei membri in quanto le prestazioni di una CER si basano sull'ottimizzazione dell'autoconsumo che risulta essere complessa nel caso in cui i membri escano ed entrino liberamente.

Un altro aspetto importante riguarda i confini territoriali della CER. La direttiva 2018/2001 (RED II) stabilisce che i membri della comunità devono trovarsi nelle vicinanze degli impianti di produzione. Questo introduce un'altra questione degna di nota, ovvero la definizione del concetto di "vicinanza". Ogni Stato membro è libero di stabilire un parametro di vicinanza. A tal proposito, alcuni paesi europei hanno definito i confini della CER in termini chilometrici o attraverso un perimetro geografico. Tuttavia, questa soluzione rischia di essere poco chiara, lasciando incertezze su dove si trovi precisamente il confine della comunità e risulta essere limitante per i cittadini che abitano in zone remote. Allora altri paesi hanno optato per opzioni diverse; una di queste consiste nell'utilizzare come riferimento il codice postale in modo da conoscere fin da subito, in maniera univoca, i possibili membri della CER. Un'altra possibilità è quella di basarsi sulle caratteristiche della rete elettrica, per esempio definendo i confini della comunità in base alla posizione delle cabine di trasformazione. Questa è proprio la soluzione che è stata adottata all'interno del quadro normativo e regolatorio italiano che verrà approfondito nei capitoli successivi.

Infine, la CER è definita come un soggetto giuridico, ma non è specificato quale forma giuridica deve essere adottata. Di conseguenza, ogni paese può quindi adottare le forme che ritiene più adatte in base al proprio contesto.

### **3.2.2 Direttiva 2019/944: cliente attivo e CEC**

La direttiva UE 2019/944 del 5 giugno 2019, anche chiamata "Internal Energy Market Directive" (IEM), ha come oggetto le norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. La IEM ha una connotazione più ampia rispetto alla RED II in quanto tratta l'energia elettrica in generale, indipendentemente dalla fonte, rinnovabile o fossile. La direttiva introduce due nuove figure: il "cliente attivo" e le "Comunità Energetiche dei Cittadini" (CEC).

Il concetto di "cliente attivo" è definito nell'articolo 2 della IEM come *"un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica"*

*prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale” [23].*

La “Comunità Energetica dei Cittadini” (CEC) è un soggetto giuridico che:

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

Il concetto di CEC è per certi versi analogo a quello di CER, ma con alcune differenze, che riguardano principalmente la forma di energia coinvolta e il perimetro. Le Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC) lavorano con energia elettrica da tutte le fonti, anche fossili, mentre le CER prevedono solo fonti rinnovabili, ma con la possibilità di scambiare anche energia termica. Per quanto riguarda il perimetro, per le CEC non sono specificati vincoli geografici, al contrario delle CER. Quindi, secondo le definizioni delle direttive, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) possono essere considerate come un sottoinsieme delle Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC). Le caratteristiche principali delle due configurazioni sono riassunte in Tabella 5.

Tabella 5: Caratteristiche principali di CER e CEC

	CER	CEC
<b>Scopo</b>	benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché profitti finanziari	
<b>Energia</b>	Energia rinnovabile, anche termica	Energia elettrica, rinnovabile o fossile
<b>Membri o soci</b>	Persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali	Adesione aperta a tutti i soggetti, escluse le medie e grandi imprese
<b>Localizzazione</b>	Azionisti o membri situati nelle vicinanze degli impianti di produzione rinnovabili	Non sono specificati vincoli geografici

### 3.3 Quadro normativo/regolatorio Italiano

Le direttive europee sono state recepite in Italia in due fasi, fase transitoria e fase a regime, seguendo il processo mostrato in Figura 22.

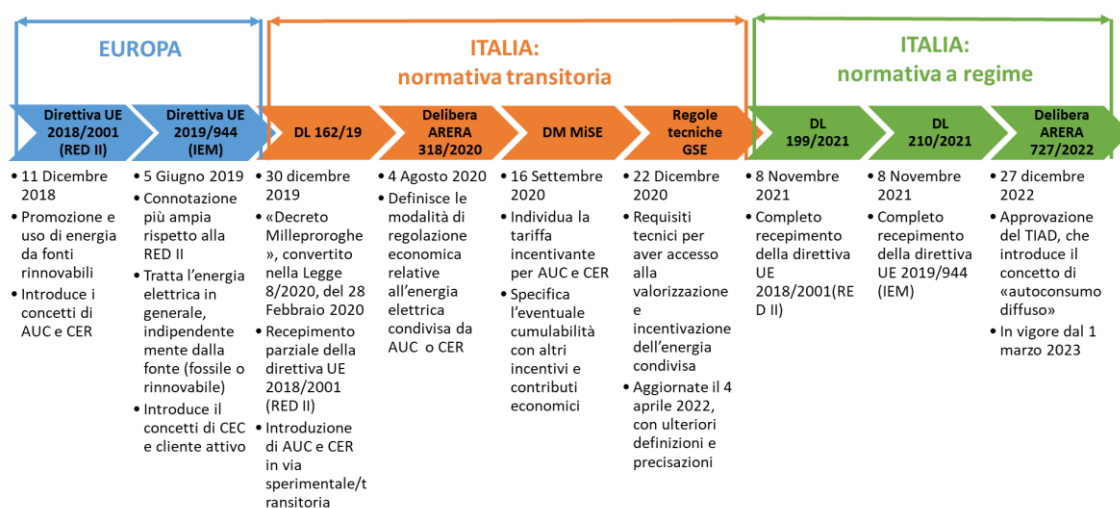


Figura 22: CER: fasi del processo normativo

La fase transitoria consiste in un periodo sperimentale in cui le direttive UE sono state implementate solo parzialmente. È la fase attualmente in essere, ma in via conclusiva per

lasciar spazio alla normativa a regime. La fase a regime consiste nel recepimento completo e integrale delle direttive europee e definisce il quadro normativo e regolatorio definitivo che si completerà ed entrerà in vigore a partire dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), previsto dall'articolo 8 del decreto legislativo 199/21.

### **3.3.1 Normativa transitoria**

Le direttive UE sono state recepite in Italia in una prima fase transitoria che si sviluppa attraverso le seguenti tappe normative:

- Decreto-legge 162/19 del 30 dicembre 2019, anche detto “Decreto Milleproroghe”, poi convertito nella legge 8/2020 del 28 febbraio 2020;
- Delibera ARERA 318/2020 del 4 agosto 2020;
- Decreto ministeriale, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il 16 settembre 2020;
- Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), del 4 aprile 2022.

La fase transitoria prevede il parziale recepimento della direttiva europea RED II, con l'introduzione, in via sperimentale, dei concetti di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e autoconsumatori collettivi (AUC). È una fase limitata nel tempo e nell'ambito di applicazione in cui è consentito ai cittadini di cominciare ad attivare configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile, con l'obiettivo di acquisire elementi utili per il successivo completo recepimento delle direttive europee

All'interno dall'articolo 42-bis del decreto-legge 162/19, convertito poi nella legge 8/2020, si forniscono le definizioni di CER e AUC, basate sulla direttiva europea 2018/2001 (RED II). Successivamente, l'ARERA, il MiSE e il GSE hanno elaborato e raffinato quanto introdotto nel precedente decreto-legge Milleproroghe, definendo rispettivamente il quadro regolatorio completo (Delibera ARERA 318/20), il meccanismo incentivante (DM MiSE 16 settembre 2020) e le “Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa” (GSE).

### **3.3.1.1 Definizioni di CER e AUC**

Per prima cosa vengono confermati i punti chiave delle definizioni europee.

L'Autoconsumo Collettivo (AUC) consiste in un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso condominio o edificio.

La comunità di energia rinnovabile (CER) è un soggetto giuridico che:

- si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, detenuti dalla comunità;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e industriale principale;
- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

La definizione di base di AUC e CER rimane quindi la stessa delle direttive europee. Questa è stata poi ampliata e raffinata con l'aggiunta di specifiche di carattere operativo che verranno approfondite nei paragrafi successivi.

### **3.3.1.2 Impianti di produzione**

Il primo aspetto che viene approfondito nella normativa italiana è riguardante gli impianti di produzione, per cui viene posto un limite sulla taglia, pari a 200 kW, che, come si vedrà in seguito, verrà aumentato nella fase a regime. Nello specifico, è stabilito che i soggetti partecipanti producano energia elettrica destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili aventi singolarmente una potenza complessiva non superiore a 200 kW entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della legge di conversione del medesimo decreto-legge 162/19 ed entro i 60 giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001.



### **3.3.1.3 Perimetro**

Per quanto riguarda il concetto di “vicinanza” tra i membri, il perimetro delle configurazioni viene definito come segue:

- nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AUC), i membri devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;
- nel caso delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione alimentanti da fonti rinnovabili devono essere ubicati su reti elettriche in bassa tensione sottese, alla data di creazione dell’associazione, alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria).

### **3.3.1.4 Produttore terzo**

La normativa introduce anche un nuovo soggetto, non esplicitamente indicato nella direttiva europea: il “produttore terzo”. In particolare, nella Delibera ARERA 318/20 è previsto che i produttori possano eventualmente essere soggetti terzi, non facenti parte della comunità, compresi quelli che svolgono l’attività di produzione come attività principale, purché gli impianti di produzione da essi gestiti siano detenuti dalla comunità medesima. Tali produttori terzi non fanno parte della comunità, ma l’energia da essi immessa rileva ai fini dell’individuazione dell’energia condivisa. In sostanza il produttore terzo è un soggetto che mette a disposizione i propri impianti di produzione, o si occupa della loro realizzazione, per la comunità. L’importante è che gli impianti siano nella completa disponibilità della comunità e il controllo rimanga totalmente nelle mani della comunità stessa. In questo modo possono partecipare passivamente alla CER anche quei soggetti che non sono previsti dalla definizione, ovvero le imprese private per cui la produzione e la fornitura di energia costituisce l’attività commerciale principale, a patto che i poteri di controllo rimangano nelle mani dei membri “attivi” (persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali). Questo aspetto è fondamentale, in quanto affidarsi a un produttore terzo potrebbe essere utile per accelerare e favorire il processo di formazione di una comunità energetica rinnovabile, grazie alle sue maggiori competenze rispetto a un cittadino medio.

### 3.3.1.5 Energia condivisa e autoconsumo virtuale

Nelle direttive europee non è specificato come l'energia deve essere autoconsumata nelle CER o AUC, aprendo difatti a due possibilità: l'autoconsumo fisico o l'autoconsumo virtuale. L'Italia ha adottato il modello di autoconsumo virtuale, il quale prevede che i soggetti partecipanti condividano l'energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. Si introduce così un aspetto fondamentale per le comunità energetiche, ossia il concetto di "energia elettrica condivisa", che ha la seguente definizione: *"l'energia elettrica condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati"*. L'energia può essere condivisa anche tramite sistemi d'accumulo o colonnine di ricarica per veicoli elettrici.

In un modello virtuale di questo tipo ciascun impianto è connesso ad un unico punto di connessione (Point Of Delivery - POD), ossia quello del produttore, dove avviene autoconsumo fisico per la copertura del fabbisogno del prosumer stesso. L'eventuale eccesso di energia elettrica viene immesso in rete e messo a disposizione per la condivisione all'interno della comunità, in maniera virtuale, secondo la precedente definizione di energia condivisa. Tale sistema è detto "virtuale" proprio perché il kWh di energia che viene condiviso non è fisicamente lo stesso che viene immesso in rete, ma è il risultato di un bilancio energetico orario in cui si va a stabilire il minimo tra energia immessa dagli impianti ed energia prelevata dai membri, andando a vedere, su base oraria, quando c'è contemporaneità tra immissione e consumo di energia. Ragionando con un passo di calcolo orario, emerge come sia necessaria la presenza di dispositivi che permettano di farlo, ossia i contatori elettrici di ultima generazione. I flussi energetici del modello di autoconsumo virtuale, appena definito, sono rappresentati in Figura 23.



## Schema adottato

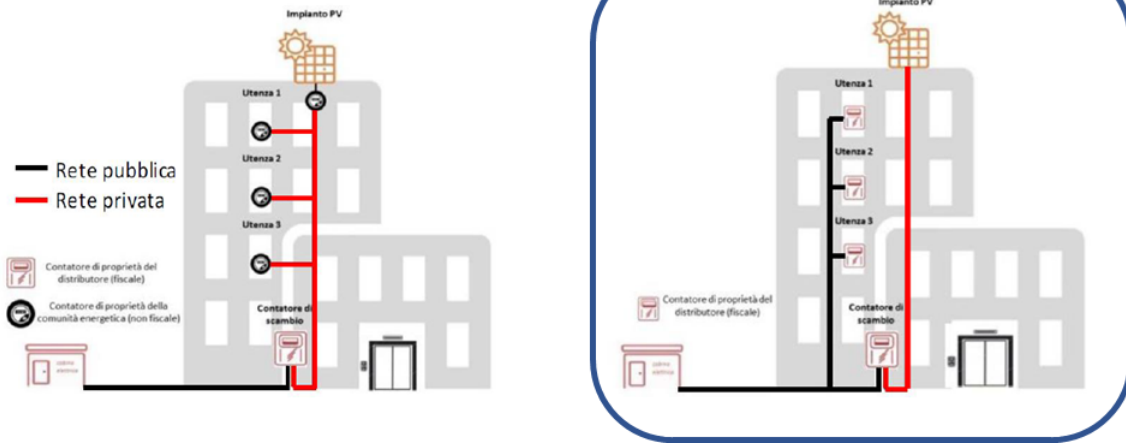


Figura 24: Confronto tra modello fisico e modello virtuale

### 3.3.1.6 Incentivi e corrispettivi

L'ARERA riconosce, per chi fa parte di CER o AUC, tecnicamente non applicabili, e quindi rimborsabili, la tariffa di trasmissione e la componente variabile della tariffa di distribuzione. Per questo motivo stabilisce che il GSE calcoli su base mensile un contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa ( $C_{AC}$ ), espresso in €.

Per i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente tale contributo è pari alla somma:

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

$$C_{AC} = CU_{Af,m} * E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} * c_{PR,j} * P_Z)_h$$

Nel caso delle comunità energetiche rinnovabili non viene riconosciuta la componente relativa alle perdite di rete e il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa  $C_{AC}$  è semplicemente pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa  $E_{AC}$  mensile e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile  $CU_{Af,m}$ :

$$C_{AC} = CU_{Af,m} * E_{AC}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ( $CU_{Af,m}$ ), espresso in c€/kWh, è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione (TRASE) definita per le utenze in bassa tensione (pari a 7,78 €/MWh per l'anno 2022) e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo (pari a 0,59 €/MWh per l'anno 2022).

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

- 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

Prendendo a titolo di esempio i parametri del 2022, ovvero un Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio di circa 300 €/MWh, la restituzione delle componenti tariffarie, prevista dall'ARERA e calcolata come descritto in precedenza, risulta esse pari a:

- AUC: 8,37 €/MWh + perdite di rete (7,8 €/MWh per BT e 3,6 €/MWh per MT)
- CER: 8,37 €/MWh

In aggiunta al ristoro dell'ARERA, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ha individuato una tariffa incentivante per le configurazioni di autoconsumo collettivo (AUC) e comunità energetiche rinnovabili (CER). Il decreto ministeriale del MiSE, emanato il 16 settembre 2020 prevede che l'energia elettrica condivisa ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante in forma di tariffa premio pari a:

- 100 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo (AUC);
- 110 €/MWh nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile (CER).

Entrambi i corrispettivi, ristoro ARERA e tariffa premio del MiSE, vengono erogati dal GSE per un periodo di 20 anni e sono forme di incentivazione specifiche delle comunità energetiche, applicate sulla quota di energia elettrica condivisa. Questi vengono riepilogati in Tabella 6.

Tabella 6: Corrispettivi economici sull'energia condivisa in AUC e CER

<b>Corrispettivo</b>	<b>AUC</b>	<b>CER</b>
<b>Ristoro ARERA</b>	Tariffa di trasmissione in BT (7,78 €/MWh) + Componente variabile distribuzione BTAU (0,59 €/MWh) + Perdite di rete (7,8 €/MWh in BT, 3,6 €/MWh in MT)	Tariffa di trasmissione in BT (7,78 €/MWh) + Componente variabile distribuzione BTAU (0,59 €/MWh)
<b>Tariffa premio MiSE</b>	100 €/MWh	110 €/MWh

In aggiunta al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa è possibile partecipare alla vendita di tutta l'elettrica elettrica immessa in rete. Si può quindi richiedere il servizio di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE, ossia il Ritiro Dedicato, oppure è possibile vendere l'energia immessa al mercato libero. In entrambi i casi l'energia viene valorizzata in base Prezzo Unico Nazionale (PUN) e viene riconosciuto al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete a prescindere che questo sia condiviso o meno.

Nel caso specifico del Ritiro Dedicato (RID) il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato) ed è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

Non è cumulabile, invece, il meccanismo di Scambio sul Posto che è da considerare alternativo alla partecipazione alle configurazioni di CER e AUC. In questo caso è però

possibile recedere dalla convenzione di Scambio sul Posto con il GSE ai fini dell'inserimento degli impianti in una CER o AUC.

La possibilità di ottenere una remunerazione dall'energia elettrica immessa in rete si traduce in un ulteriore contributo economico per i membri di una comunità energetica, che complessivamente, per ogni kWh di energia hanno accesso a:

- Ristoro ARERA, sull'energia elettrica condivisa;
- Tariffa premio MiSE, sull'energia elettrica condivisa;
- RID o mercato libero, su tutta l'energia elettrica immessa in rete.

Questi contributi si traducono in benefici economici per i membri a cui si aggiunge un ulteriore risparmio in bolletta per i prosumer, ossia i possessori degli impianti che evitano di acquistare energia grazie all'autoconsumo fisico/diretto.

Una panoramica generale di una CER, secondo quanto descritto in precedenza, è rappresentata in Figura 25.

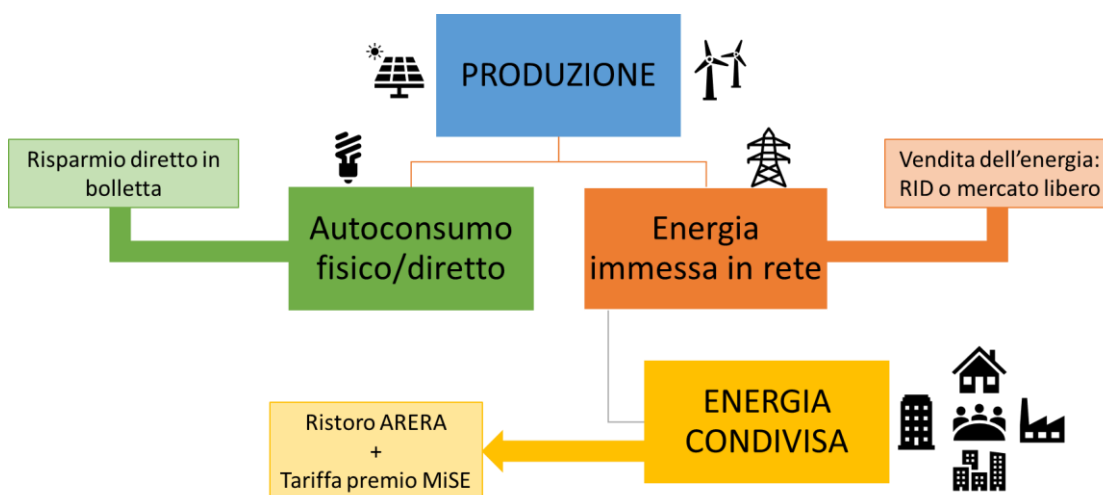


Figura 25: Panoramica generale di una CER/AUC

### 3.3.1.7 Regolamento interno/Modello di governance

I rapporti tra i soggetti appartenenti alle configurazioni di CER o AUC devono essere regolati da un contratto di diritto privato che:

- prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- individua univocamente il Referente, ovvero un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa;

- consente ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermo restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti che devono comunque risultare equi e proporzionati.

Il Referente è il soggetto a cui viene conferito mandato per la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione che si interfaccia con il GSE e si occupa della ripartizione degli incentivi tra i membri. Il referente, nel caso di un gruppo di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente, è il legale rappresentante dell'edificio o del condominio. Nel caso delle comunità energetiche rinnovabili il referente è la comunità medesima come soggetto giuridico.

Nel caso dell'autoconsumo collettivo il contratto tra membri può essere costituito anche dal verbale di delibera assembleare firmato dai condòmini che aderiscono al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Per le comunità energetiche rinnovabili i contenuti del contratto di diritto privato devono essere parte integrante dello Statuto e/o dell'atto costitutivo della comunità stessa [28]. Infatti, la CER per definizione deve costituirsi in un soggetto giuridico autonomo per cui è necessaria la presenza di uno statuto o atto costitutivo, il quale deve possedere i seguenti punti:

- l'oggetto sociale prevalente della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera piuttosto che profitti finanziari;
- gli azionisti o membri possono essere solo persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che per le imprese private la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;
- la comunità ha una partecipazione aperta e volontaria, è autonoma ed effettivamente controllata dagli azionisti o membri facenti parte della configurazione;
- sono mantenuti i diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore, ed è stato individuato univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa e per i membri/azionisti sia possibile in



ogni momento uscire dalla configurazione fermo restando in caso di recesso anticipato, eventuali corrispettivi, equi e proporzionati,

Per quanto riguarda il soggetto giuridico, le comunità energetiche rinnovabili possono liberamente scegliere qualsiasi forma giuridica. A titolo di esempio si riportano alcuni possibili soggetti giuridici:

- associazione (riconosciuta o non riconosciuta): l'associazione è un ente caratterizzato dall'organizzazione di più persone al fine di perseguire uno scopo comune non di lucro (es.: sportivo, culturale, politico); può essere dotata di personalità giuridica (associazione riconosciuta) oppure no (associazione non riconosciuta);
- cooperativa: società dedita alla produzione di beni o servizi dove lo scopo comune non è il profitto, ma quello mutualistico che consiste nel vantaggio che i soci conseguono grazie allo svolgimento della propria attività, invece che con terzi, direttamente con la società. (dell'art. 2511 del Codice civile);
- fondazione: complesso organizzato di beni destinati da uno o più soggetti (cd. fondatori) per la realizzazione di uno scopo generalmente altruistico (ad esempio uno scopo assistenziale o culturale);
- impresa sociale: qualifica giuridica che può essere acquisita da enti privati e società che esercitano in via stabile e principale una o più attività d'impresa di interesse generale per il perseguimento di finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale, ed è regolamentata dal decreto legislativo 112/2017;
- società benefit: perseguono volontariamente, nell'esercizio dell'attività d'impresa, oltre allo scopo di lucro anche una o più finalità di beneficio comune. Per beneficio comune si intende il perseguimento di uno o più effetti positivi (perseguibili anche riducendo gli effetti negativi) su persone, comunità, territori e ambiente, beni ed attività culturali e sociali, enti e associazioni ed altri portatori di interessi.

### **3.3.2 Normativa a regime**

In Italia la normativa transitoria è ormai in fase conclusiva e verrà sostituita dalla normativa definitiva, a regime, in cui la direttiva UE 2018/2001 (REDII) e la direttiva UE

2019/944 (IEM) sono completamente recepite in maniera integrale. Il quadro normativo a regime è per il momento composto dai seguenti atti:

- Decreto-legge n. 199/21, dell'8 novembre 2021: recepimento integrale della RED II. Introduce nuove disposizioni in materia di autoconsumo individuale e comunità energetiche, con la conferma in via definitiva di CER e AUC;
- Decreto-legge n. 210/21, dell'8 novembre 2021: Recepisce la IEM, introducendo i concetti di cliente attivo e Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC);
- Delibera ARERA 727/2022 del 27 dicembre 2022: viene approvato il “Testo Integrato Autoconsumo Diffuso” (TIAD) che disciplina le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21.

Con la nuova legislazione nazionale si introducono nuove forme di autoconsumo, che si aggiungono ai già esistenti CER e AUC. Tutte queste configurazioni vengono racchiuse all'interno di un unico nuovo concetto: “autoconsumo diffuso”.

Il quadro normativo e regolatorio verrà poi completato con la pubblicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica che andrà a definire i nuovi incentivi. Nello specifico, il TIAD sostituisce la delibera ARERA 318/2020 ed entrerà in vigore a partire dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica previsto dall'articolo 8 del decreto legislativo 199/21.

### **3.3.2.1 Definizioni**

La nuova normativa nazionale apre ad una concezione, più ampia, di autoconsumo. A tal proposito, è necessario introdurre i concetti di “autoconsumatore di energia rinnovabile” e di “cliente attivo”.

Per prima cosa, si riprende la definizione di “autoconsumatore di energia rinnovabile”, già presente nelle precedenti normative transitorie, per cui l'autoconsumatore di energia elettrica rinnovabile è un cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta. In tal senso, il decreto legislativo 199/21 introduce anche una novità, ossia il concetto di autoconsumo “a distanza”. Infatti, è possibile distinguere tra l'autoconsumo individuale “in sito” e le nuove forme di autoconsumo “fuori sito”, “a distanza”. Il primo

avviene secondo le modalità già esistenti, per cui gli autoconsumatori producono e accumulano energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo, attraverso impianti direttamente collegati all'unità di consumo del cliente finale. L'autoconsumo "a distanza" consiste invece nella possibilità di operare con uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili situati in edifici o siti diversi da quelli in cui il cliente finale opera.

All'interno del decreto legislativo 210/21, che recepisce la direttiva UE 2019/944, si introduce il concetto di "cliente attivo": *"il cliente attivo è un cliente finale ovvero un gruppo di clienti finali ubicati in un edificio o condominio che agiscono collettivamente, che, all'interno dei propri locali, svolgono almeno una delle seguenti funzioni: produzione di energia elettrica per il proprio consumo, accumulo o vendita di energia elettrica autoprodotta, partecipazione a meccanismi di efficienza energetica o di flessibilità, eventualmente per mezzo di un soggetto aggregatore. Tali attività non possono in ogni caso costituire l'attività commerciale o professionale principale di tali clienti"* [32]. I clienti attivi possono diventare autoconsumatori di energia rinnovabile o possono anche organizzarsi in configurazioni di più clienti attivi che agiscono collettivamente presso edifici e condomini.

Alla luce delle nuove definizioni introdotte nel quadro normativo a regime e di quelle vecchie, già presenti nella normativa transitoria, l'ARERA, con la delibera 727/22, ha approvato il "Testo Integrato Autoconsumo Diffuso" (TIAD), dove si stabilisce il concetto di "autoconsumo diffuso". In termini operativi, l'autoconsumo diffuso comprende le configurazioni rientranti in una delle seguenti tipologie:

- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;
- cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;
- gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
- gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AUC);
- comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile (CER);
- comunità energetica dei cittadini (CEC).

Il TIAD prevede quindi tre forme di autoconsumo "a distanza": autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta, autoconsumatore

individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione, cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione.

L’autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta è una configurazione composta da un cliente finale, coincidente con l’autoconsumatore di energia rinnovabile, e un produttore, che può essere lo stesso cliente finale o un soggetto terzo. Il produttore terzo, in caso, è soggetto alle istruzioni dell’autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta. Possono essere presenti un’unica unità di consumo e un solo impianto di produzione. Unità di consumo e l’impianto di produzione sono collegati con una linea elettrica diretta di lunghezza non superiore a 10 km. Il calcolo di tale lunghezza è effettuato considerando la distanza minima tra la particella catastale in cui sorge l’unità di consumo e la particella catastale in cui sorge l’impianto di produzione.

Le altre due forme di autoconsumo “a distanza”, l’autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione e il cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione, sono analoghe tra loro. In entrambi i casi fanno parte della configurazione un cliente finale e uno o più produttori, che coincidono con il cliente finale o possono essere soggetti terzi. L’unica differenza tra le due configurazioni è nella figura del cliente finale: nel caso dell’autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione il cliente finale è un autoconsumatore di energia rinnovabile, secondo la definizione presente nel decreto-legge 199/21, mentre nel caso di cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione il cliente finale è un cliente attivo, definito nel decreto-legge 210/21. Per il resto i due schemi hanno le stesse caratteristiche. Possono essere presenti più unità di consumo, purché appartenenti alla stessa zona di mercato, e più impianti di produzione, ciascuno dei quali può essere composto da più unità di produzione. L’energia elettrica viene condivisa utilizzando la rete di distribuzione esistente e, ai fini della condivisione, deve essere prodotta da impianti di produzione ubicati nella stessa zona di mercato delle unità di consumo.

Tabella 7 mostra un confronto tra le caratteristiche principale delle tre possibili configurazioni di autoconsumo “a distanza”, definite in precedenza.

Tabella 7: Confronto tra le tre forme di autoconsumo “a distanza”

	<b>autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta</b>	<b>autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione</b>	<b>cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione</b>
<b>Membri</b>	Un cliente finale (autoconsumatore) e un produttore (cliente finale stesso o soggetto terzo)	un cliente finale (autoconsumatore) e uno o più produttori (cliente finale o soggetto terzo)	un cliente finale (cliente attivo) e uno o più produttori (cliente finale o soggetto terzo)
<b>Produzione e consumo</b>	Un'unica unità di consumo e un solo impianto di produzione	Più impianti di produzione e più unità di consumo. Stessa zona di mercato	
<b>Rete elettrica</b>	Rete privata di lunghezza non superiore a 10 km	Rete di distribuzione esistente	

Le altre forme di autoconsumo diffuso previste nel TIAD sono configurazioni di autoconsumi collettivo, caratterizzate dall'aggregazione di più utenti finali. A seguire si introduce la definizione di due di queste configurazioni che rappresentano una novità rispetto alla normativa transitoria: i “gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente” e le “comunità energetica dei cittadini” (CEC).

La comunità energetica dei cittadini (CEC), secondo l'articolo 3 decreto legislativo 210/21, è un soggetto di diritto, con o senza personalità giuridica:

- fondato sulla partecipazione volontaria e aperta;
- controllato da membri o soci che siano persone fisiche, piccole imprese, autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti del terzo settore e di protezione ambientale, gli enti religiosi, nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche

divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196;

- che ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità anziché perseguire profitti finanziari;
- che può partecipare alla generazione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

Un gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente, come previsto dall'articolo 14 del decreto legislativo 210/21, è un gruppo di clienti attivi che regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile. La titolarità e la gestione, compresi l'installazione, il funzionamento, il trattamento dei dati e la manutenzione degli eventuali impianti di produzione e di stoccaggio, ubicati nell'edificio o condominio nonché in siti diversi nella piena disponibilità dei clienti attivi medesimi la cui produzione rileva ai fini della condivisione dell'energia elettrica operata dai clienti attivi, può essere in capo a un soggetto terzo purché quest'ultimo sia soggetto alle istruzioni di uno o più clienti attivi facenti parte del gruppo.

Le ultime due configurazioni previste dal nuovo quadro regolatorio sono quelle già precedentemente introdotte in Italia in via sperimentale e transitoria, ossia i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AUC) e le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). La definizione di base di AUC e CER non subisce rilevanti cambiamenti, mantenendo le caratteristiche principali già previste dalle precedenti normative. Vengono introdotte però delle modifiche e precisazioni relative ad aspetti di carattere operativo e regolatorio che verranno illustrate in seguito focalizzando l'attenzione sulle CER, oggetto di questa trattazione.

### **3.3.2.2 CER nella normativa a regime**

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), alla luce del quadro normativo a regime, sono definite come un soggetto giuridico che rispetti i seguenti requisiti:

- I soggetti facenti parte della configurazione sono clienti finali e/o produttori con punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato;
- l'esercizio dei poteri di controllo della configurazione fa capo esclusivamente a persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'ISTAT secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 196/09;
- la partecipazione alla configurazione è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
- nel caso delle imprese private la partecipazione alla configurazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;
- l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici e sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera e non quello di realizzare profitti finanziari;
- i clienti finali e i produttori facenti parte della configurazione danno mandato a un soggetto referente per la costituzione e gestione della configurazione;
- l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 199/21 oppure da impianti di produzione entrati in esercizio prima della predetta data purché la loro potenza nominale totale non superi il limite del 30% della potenza complessiva che fa capo alla CER. A tal fine, gli impianti di produzione ammessi alle configurazioni realizzate ai sensi dell'articolo 42-bis del decreto-legge 162/19 non concorrono al raggiungimento del suddetto limite del 30%;
- rientrano nella configurazione anche gli impianti di produzione gestiti da produttori terzi, anche diversi dal referente della configurazione, purché in relazione all'energia elettrica immessa in rete i medesimi impianti di produzione risultino nella disponibilità e sotto il controllo della comunità stessa.

La prima novità che emerge dalla suddetta definizione è un allargamento della partecipazione, rispetto alla normativa precedente. Infatti, possono partecipare alla CER,

in aggiunta ai precedenti possibili membri, anche gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale e le amministrazioni locali presenti nell'elenco dell'ISTAT.

Dal punto di vista regolatorio, viene confermato il modello di autoconsumo virtuale secondo il quale i membri utilizzano la rete di distribuzione esistente per la condivisione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. In questo modo i membri o soci della CER mantengono i diritti di clienti finali, secondo quanto stabilito nelle direttive europee, e viene garantita la partecipazione libera e volontaria alla comunità.

Il decreto-legge 199/21 introduce però una modifica per quanto riguarda il concetto di energia condivisa, la quale assume una connotazione più ampia. Infatti, l'energia condivisa è definita come *“come il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato”*. L'energia può essere quindi condivisa in un perimetro più ampio rispetto alla normativa precedente, ossia nell'ambito della stessa zona di mercato. Tuttavia, ai fini dell'incentivazione, si distinguono due perimetri geografici: la zona di mercato e l'area sottesa alla stessa cabina primaria. Infatti, l'energia condivisa che ha effettivamente accesso al meccanismo di incentivazione è quella relativa alle CER in cui gli impianti di produzione da fonti rinnovabili hanno una potenza non superiore a 1 MW e tali impianti sono connessi alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina di trasformazione MT/AT (cabina primaria). In questo caso viene mantenuta, difatti, la definizione originaria di energia condivisa e CER con due sostanziali cambiamenti:

- Il vincolo geografico, che dalla cabina secondaria si sposta alla cabina primaria;
- La taglia massima dei singoli impianti di produzione da fonti rinnovabili, che passa da 200 kW a 1 MW.

Proprio per quanto riguarda gli impianti di produzione da fonti rinnovabili, questi devono essere nuovi, ossia entrati in esercizio dopo l'entrata in vigore del decreto-legge 199/21, ma è possibile anche includere impianti esistenti fino ad una quota massima del 30% della potenza totale.

La nuova normativa approfondisce e regola anche la possibilità di condividere l'energia per mezzo dei sistemi d'accumulo. La soluzione operativa adottata prevede che può essere contabilizzata come energia elettrica condivisa il prodotto tra l'energia utilizzata per



caricare i sistemi d'accumulo, ai fini della successiva immissione in rete, e il rendimento medio del ciclo di carica/scarica dell'accumulo stesso (round trip efficiency).

Inoltre, all'interno della nuova definizione di CER si sottolinea come le comunità energetiche possano avere finalità più ampie, offrendo ulteriori servizi. Le CER possono infatti condividere altre forme di energia rinnovabile (ad esempio quella termica), possono promuovere interventi di domotica o efficienza energetica, offrire servizi di ricarica di veicoli elettrici ai membri, assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio o offrire servizi di ancillari o di flessibilità alla rete.

Il nuovo quadro regolatorio pone anche i presupposti per la soluzione di una questione emersa durante il periodo transitorio, ovvero l'individuazione del bacino di utenze sottese alla stessa cabina secondaria. L'allargamento del perimetro alla cabina primaria ha reso ancora più necessario la definizione di procedure veloci e semplificate per individuare i punti di connessione appartenenti alla stessa cabina primaria in modo da rendere il processo di costituzione di una CER il più "snello" possibile. La soluzione individuata dall'ARERA prevede che le aziende distributrici che dispongono di cabine primarie rendano pubbliche le aree sottese a ciascuna cabina, pubblicandole sui propri siti internet, mettendole a disposizione dei cittadini che sono interessati a formare una comunità.

Il tema incentivi e corrispettivi è questione ancora parzialmente aperta e non completamente definita nel quadro normativo definitivo. L'ARERA ha già stabilito, all'interno del TIAD, i corrispettivi economici spettanti ad ogni configurazione di autoconsumo diffuso, ma si è in attesa del decreto ministeriale per la definizione della tariffa premio.

L'ARERA prevede che il GSE calcoli, per ciascuna configurazione, la quota di energia condivisa oraria e mensile su cui viene applicato il corrispettivo unitario definito nel TIAD. La modifica più rilevante rispetto alla normativa precedente riguarda proprio le CER. Infatti, per effetto dell'ampliamento dell'area di riferimento delle CER, ora la valorizzazione dell'energia condivisa è pari alla parte variabile della tariffa di trasmissione, escludendo la parte variabile della tariffa di distribuzione, in quanto la rete di distribuzione viene pienamente utilizzata. In particolare, il contributo per l'energia elettrica condivisa ( $C_{ACV}$ ) spettante alle CER, espresso in €, è pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa ( $E_{ACV}$ ) e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ( $CU_{Afa,m}$ ) [33]:

$$C_{ACV} = CU_{Afa,m} * E_{ACV}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ( $CU_{Afa,m}$ ) è pari alla parte unitaria variabile, espressa in c€/kWh, della tariffa di trasmissione (TRASE) definita per le utenze in bassa tensione (pari a 7,78 €/MWh per l'anno 2022).

A questo corrispettivo è previsto che si aggiunga, come nella fase transitoria, un'ulteriore tariffa incentivante, sotto forma di tariffa premio, la cui definizione è in capo al Ministro della Transizione Ecologica (ora Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica), prevedendo, come detto in precedenza, che essa spetti solo all'energia elettrica condivisa da utenze connesse alla stessa cabina primaria e alla quota derivante impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW.

Come nella fase transitoria, è anche possibile vendere l'energia elettrica immessa in rete, attraverso il Ritiro Dedicato o il mercato libero, ed ottenere una remunerazione di quest'ultima in funzione del prezzo zonale orario. Viene anche confermata la non cumulabilità del meccanismo di scambio sul posto e quindi l'impossibilità di far parte di comunità energetiche per tutti gli impianti e le configurazioni in regime di scambio.

Infine, vengono mantenuti tutte le disposizioni di carattere giuridico con un'unica novità per quanto riguarda le CER: la possibilità che il soggetto referente, responsabile della gestione amministrativa della CER, possa essere un soggetto terzo e non per forza la comunità stessa. Tale soggetto potrebbe essere, ad esempio, un produttore non necessariamente facente parte della CER, ma responsabile della gestione di almeno un impianto di produzione nella disponibilità della medesima comunità.

Il decreto ministeriale completerà il meccanismo incentivante e darà il via al quadro normativo e regolatorio definitivo sostituendo l'attuale normativa transitoria. Nello specifico, questo entrerà in vigore proprio a partire dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) previsto dall'articolo 8 del decreto legislativo 199/21.

Ricapitolando, in Tabella 8 sono mostrati le principali caratteristiche di una CER confrontando la normativa transitoria con quella a regime.

Tabella 8: CER: confronto tra normativa transitoria e normativa a regime

<b>CER</b>	<b>Normativa transitoria</b>	<b>Normativa a regime</b>
<b>Taglia massima impianti FER</b>	200 kW	1 MW
<b>Perimetro</b>	Utenti in bassa tensione (BT), sottesi alla stessa cabina secondaria	Utenti in media tensione (MT), sottesi alla stessa cabina primaria
<b>Membri</b>	persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, amministrazioni comunali	persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, amministrazioni comunali, enti di ricerca e formazione, enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale
<b>Anno realizzazione impianti</b>	Impianti entrati in esercizio successivamente all'entrata in vigore del decreto-legge 162/19	Impianti entrati in esercizio successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo 199/21. Possibilità di includere impianti esistenti, fino ad una quota del 30%.
<b>Ristoro ARERA</b>	Tariffa di trasmissione in BT (7,78 €/MWh) + Componente variabile distribuzione BTAU (0,59 €/MWh)	Tariffa di trasmissione in BT (7,78 €/MWh)

In tal senso è bene aprire una piccola parentesi. Il MASE ha pubblicato il 28 novembre 2022 il documento di consultazione in attuazione del DL 199/2021, con l'obiettivo di introdurre e condividere le possibili logiche alla base del successivo decreto, e raccogliere eventuali spunti e osservazioni a riguardo.

Per quanto riguarda i nuovi incentivi vengono confermati i valori base di 100 €/MWh per i gruppi di Autoconsumo Collettivo (AUC), e di 110 €/MWh per le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). La novità riguarda l'aggiunta di un fattore di correzione per aree geografiche, per tenere conto dei diversi gradi di insolazione. Sono previsti ulteriori 4 €/MWh per le regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo) e ulteriori 10 €/MWh per le regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto), che quindi si vedranno riconosciuti incentivi rispettivamente di 104/110 €/MWh per i Gruppi di Autoconsumo e 114/120 €/MWh per le CER.

Un'ulteriore novità è data dalla remunerazione per la vendita dell'energia immessa in rete. Per prima cosa, interpretando il documento, sembrerebbe che sia abolita la remunerazione dell'energia elettrica condivisa e, pertanto, possa essere venduta solamente l'energia residua e in eccesso dalla condivisione. Questo rappresenterebbe un primo grande cambiamento rispetto alla normativa transitoria, dove è possibile vendere tutta l'energia immessa, indipendentemente che venga condivisa o meno. Inoltre, l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti facenti parte della configurazione, sin qui valorizzata a prezzo di mercato, subirà invece l'applicazione di un tetto di prezzo pari 80 €/MWh nel caso l'energia condivisa dai membri della Comunità energetica sia inferiore al 70% dell'energia prodotta. Nel caso in cui la quota di energia condivisa fosse pari o superiore al 70% dell'energia prodotta, la quota residua di energia potrebbe essere liberamente venduta dal produttore.

Tuttavia, è bene sottolineare che le suddette disposizioni non sono state introdotte in via definitiva e ufficiale, perciò potrebbero subire cambiamenti a seguito della pubblicazione del decreto attuativo del MASE, che completerà finalmente il quadro normativo a regime.

## **4 Caso studio: CER “ICAM-BORA”**

Il caso studio analizzato in questa tesi riguarda l’analisi preliminare di una Comunità Energetica Rinnovabile: la “CER ICAM-BORA” situata nel comune di Maiolati Spontini in provincia di Ancona. La configurazione è stata analizzata in accordo con il quadro normativo e regolatorio italiano relativo alla fase transitoria. Ad ogni modo, per il caso studio in questione non dovrebbero esserci sostanziali cambiamenti tra la nuova e la vecchia normativa.

In primo luogo è stato svolto uno studio sulla composizione della CER, definendo i profili di carico dei soggetti facenti parte della configurazione e dimensionando l’impianto fotovoltaico. Dopodiché, attraverso lo sviluppo di un modello di calcolo, sono state simulate e valutate le prestazioni della comunità eseguendo un’analisi di fattibilità tecnico-economica. In questo capitolo sono riportati i risultati di tale analisi che è stata sviluppata in due fasi: una prima fase in cui è stato simulato il bilancio energetico della comunità e una seconda fase dove i flussi energetici precedentemente calcolati sono stati utilizzati per valutare le prestazioni economiche della CER.

### **4.1 Profili di carico**

La conoscenza dei consumi elettrici, in particolare dei profili di carico orari, dei membri facenti parte della configurazione è di fondamentale importanza per il corretto dimensionamento della CER e per l’analisi dei flussi energetici e dei parametri economici coinvolti nella comunità.

Il punto di partenza della trattazione è stato uno studio approfondito dei profili di carico in generale, distinguendo tra profili di carico industriali e profili di carico residenziali. Per prima cosa sono stati analizzati i dati di consumi reali di un campione di circa 1.300 utenti industriali di vario tipo per un consumo totale di oltre 200 GWh/anno. Gli utenti sono stati classificati, come rappresentato in Figura 26, in base al codice ATECO che ne individua l’attività svolta.

Categoria ATECO	Consumo	Incidenza
Attività manifatturiere	94.411.158	44,19%
Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	41.767.752	19,55%
Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento	25.140.312	11,77%
Agricoltura, silvicoltura e pesca	19.259.947	9,01%
Noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	9.442.750	4,42%
Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	4.849.986	2,27%
Trasporto e magazzinaggio	3.972.938	1,86%
Sanità e assistenza sociale	2.772.802	1,30%
Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	2.048.247	0,96%
Attività finanziarie e assicurative	1.972.526	0,92%
Attività immobiliari	1.898.672	0,89%
Altre attività di servizi	1.723.872	0,81%
Attività professionali, scientifiche e tecniche	1.451.176	0,68%
Attività artistiche, sportive, di intrattenimento e divertimento	1.269.634	0,59%
Servizi di informazione e comunicazione	1.051.370	0,49%
Costruzioni	511.187	0,24%
Istruzione	56.068	0,03%
Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	45.825	0,02%
Estrazione di minerali da cave e miniere	19.406	0,01%

Figura 26: Campione di utenze industriali

Partendo da questa classificazione, attraverso degli algoritmi di clusterizzazione sono stati generati cinque profili di carico elettrici, di tipo industriale:

- Profilo “5/7”: rappresenta il profilo tipico di un’utenza industriale attiva cinque giorni a settimana;
- Profilo “6/7”: rappresenta il profilo tipico di un’utenza industriale attiva sei giorni a settimana;
- Profilo “7/7”: rappresenta il profilo tipico di un’utenza industriale attiva sette giorni a settimana;
- Profilo estivo: rappresenta il profilo tipico di un’utenza attiva prevalentemente nel periodo estivo;
- Profilo invernale: rappresenta il profilo tipico di un’utenza attiva prevalentemente nel periodo invernale.

La curva di carico annuale dei suddetti profili industriali è rappresentata nei grafici di Figura 27 Figura 28. Tutti i profili sono stati quindi normalizzati, ora per ora, in base al consumo annuo totale e definiti nell’arco di tutto l’anno, ovvero dodici mesi. Difatti, per ogni ora  $h$  il valore di consumo viene espresso come frazione percentuale ( $f_h$ ) rispetto al totale annuo  $E_{TOT}$  pari alla somma dei consumi orari  $E_h$ .

$$f_h = \frac{E_h}{E_{TOT}} = \frac{E_h}{\sum E_h}$$

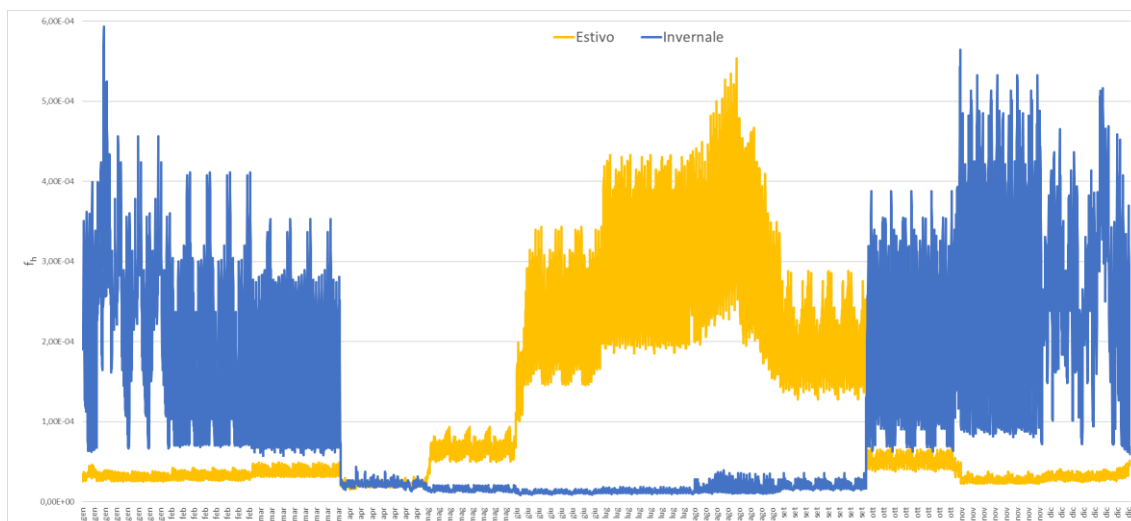


Figura 27: Profilo di carico annuale dei profili industriali: Estivo vs Invernale

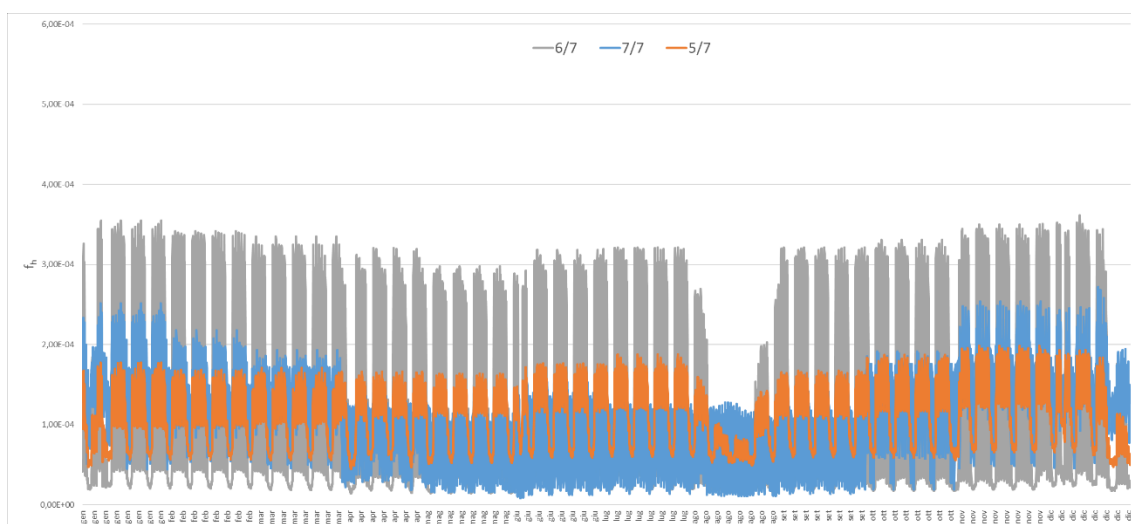


Figura 28: Profilo di carico annuale dei profili industriali: 5/7 vs 6/7 vs 7/7

Per quanto riguarda il contesto residenziale è stato seguito un processo analogo prendendo un campione di un certo numero di utenze residenziali dal quale sono state ottenute due tipologie di profili, di cui si mostra la curva di carico elettrico annuale nel grafico di Figura 29. I due profili sono i seguenti:

- Il profilo di un'utenza residenziale "base" con carichi termici come riscaldamento e acqua calda sanitaria, soddisfatti da sistemi tradizionali quali caldaie alimentate a gas naturale;
- Il profilo di un'utenza residenziale più evoluta, 100% elettrica, alimentata con pompa di calore che soddisfa i carichi relativi a riscaldamento, acqua calda sanitaria ed eventuale piano cottura a induzione.

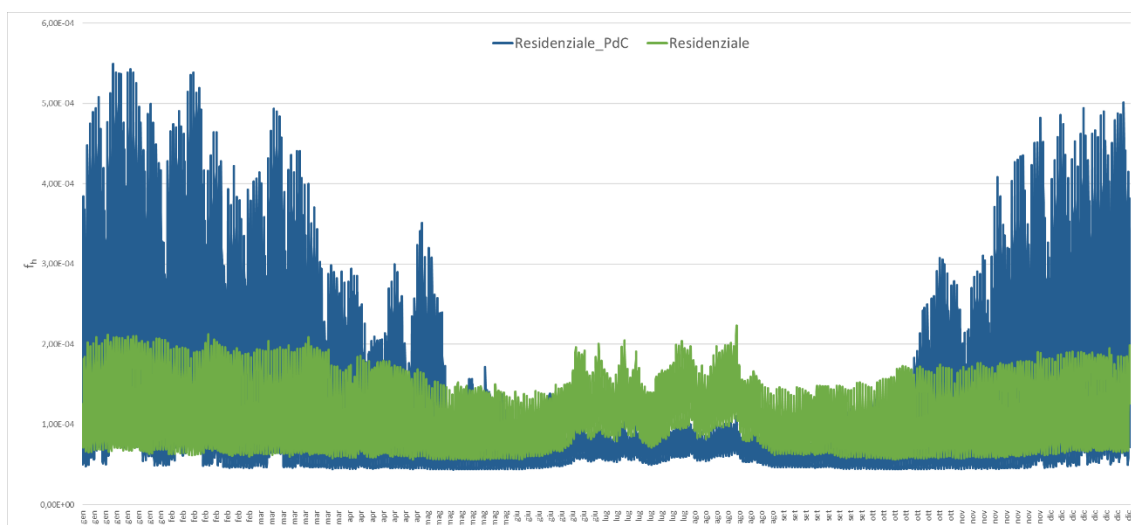


Figura 29: Profilo di carico annuale dei profili residenziali

In un contesto generale, avere a disposizione le diverse tipologie di profili di carico appena viste può essere utile per simulare il comportamento di una CER al variare del mix di consumatori, ma anche per prevedere l'impatto sulla CER dell'ingresso di nuovi membri qualora non si abbiano a disposizione i dati di consumo reale che non sempre sono facili da reperire.

## 4.2 Impianto fotovoltaico

Il secondo grande aspetto di una Comunità Energetica Rinnovabile è l'impianto di produzione da fonti rinnovabili. In questo contesto la tecnologia dominante è il fotovoltaico grazie ai suoi ridotti costi d'esercizio, alle limitate esigenze di manutenzione, all'affidabilità e alla semplicità di installazione. Inoltre, il fotovoltaico è particolarmente adatto alle configurazioni di CER e alle forme di autoconsumo in generale per via della possibilità di essere installato in prossimità dell'utenza, ad esempio sulla copertura degli edifici.

L'elemento principale di un impianto fotovoltaico è il pannello composto dai vari moduli fotovoltaici opportunamente disposti in serie e in parallelo. Il componente elementare del modulo è la cella fotovoltaica in cui la radiazione solare viene convertita in energia elettrica, grazie all'effetto fotoelettrico, per mezzo del quale alcuni materiali semiconduttori generano elettricità se viene fornita energia dall'esterno. Nel caso del fotovoltaico questa energia esterna, anche detta di energia di attivazione, viene fornita



dalla radiazione solare sotto forma di fotoni. Il materiale tipicamente utilizzato nelle celle fotovoltaiche è il silicio monocristallino e policristallino, o il silicio amorfo, nel caso delle celle a film sottile.



*Figura 30: Esempio di pannelli fotovoltaici installati sul tetto di un edificio*

Un modulo fotovoltaico è assimilabile quindi ad un generatore di corrente e il suo comportamento è rappresentato e descritto dalla curva caratteristica tensione-corrente, di cui è mostrato un esempio in Figura 31. Questa si ottiene, per ogni modulo, in condizioni di prova standard (STC-Standard Test Conditions), in cui si assume un valore di irraggiamento per unità di superficie pari a  $1.000 \text{ W/m}^2$  e una temperatura della cella pari a  $25^\circ\text{C}$ . Direttamente dalla curva tensione-corrente è possibile individuare le principali grandezze elettriche caratteristiche di un modulo fotovoltaico:

- Corrente di corto circuito ( $I_{SC}$ ): è la corrente massima che può essere generata dalla cella e si verifica quando a questa viene collegato un carico a resistenza nulla;
- Tensione di circuito aperto ( $V_{OC}$ ): è la massima tensione, che si ha a vuoto (senza differenza di potenziale), ovvero quando la cella non è collegata a nessun carico;
- Potenza Massima ( $P_M$ ): è la potenza massima erogabile dalla cella alle condizioni di prova standard STC. È pari al prodotto tra la corrente  $I_M$  e la tensione  $V_M$ , relative al punto di massima potenza.

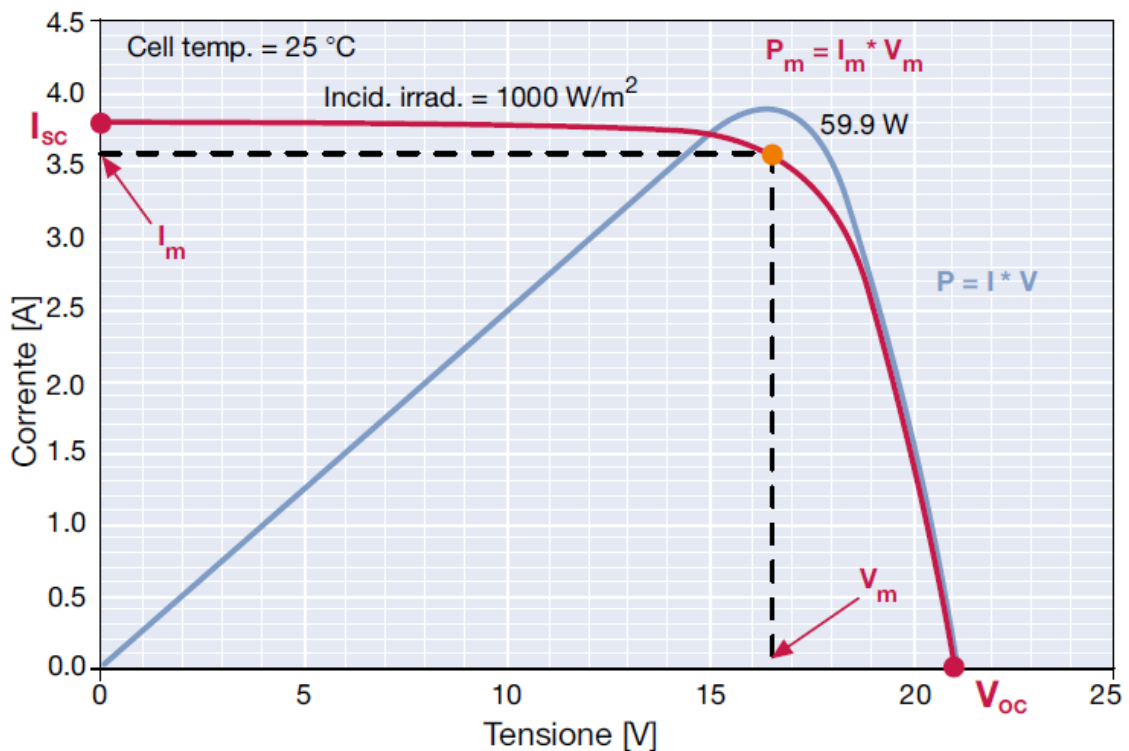


Figura 31: Curva caratteristica tensione-corrente

Tuttavia, nella pratica le prestazioni effettive di una cella o di un modulo fotovoltaico si discostano da quelle nominali misurate in condizioni di prova STC (Standard Test Conditions) in quanto difficilmente queste condizioni si verificano a livello operativo. In tal senso, i principali fattori che influenzano l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico sono la temperatura operativa dei moduli e la radiazione solare. È importante quindi conoscere e tener conto di come le caratteristiche elettriche della cella e le sue prestazioni si modificano al variare di questi due parametri.

Per quanto riguarda l'irraggiamento, il valore di 1.000 W/m<sup>2</sup> utilizzato in condizioni standard rappresenta il valore massimo di radiazione solare che può giungere a terra. Nella pratica, a causa di fattori come nuvolosità, inclinazione dei moduli e ombreggiamenti, la radiazione incidente sui moduli risulta essere quasi sempre minore. Al variare dell'irraggiamento incidente, la caratteristica tensione-corrente della cella si modifica come mostrato in Figura 32. Al diminuire della radiazione solare incidente si ha una decisa riduzione della corrente di corto circuito, mentre la tensione a circuito aperto non varia in modo marcato. Il risultato è una forte diminuzione della potenza massima erogabile dal pannello. L'efficienza di conversione non è però influenzata dalla variazione dell'irraggiamento, il che significa che l'efficienza di conversione è la stessa sia in una giornata serena che in una nuvolosa. La minor potenza prodotta con cielo

nuvoloso è riconducibile, pertanto, non ad una diminuzione dell'efficienza, ma ad una ridotta produzione di corrente per minor irraggiamento.

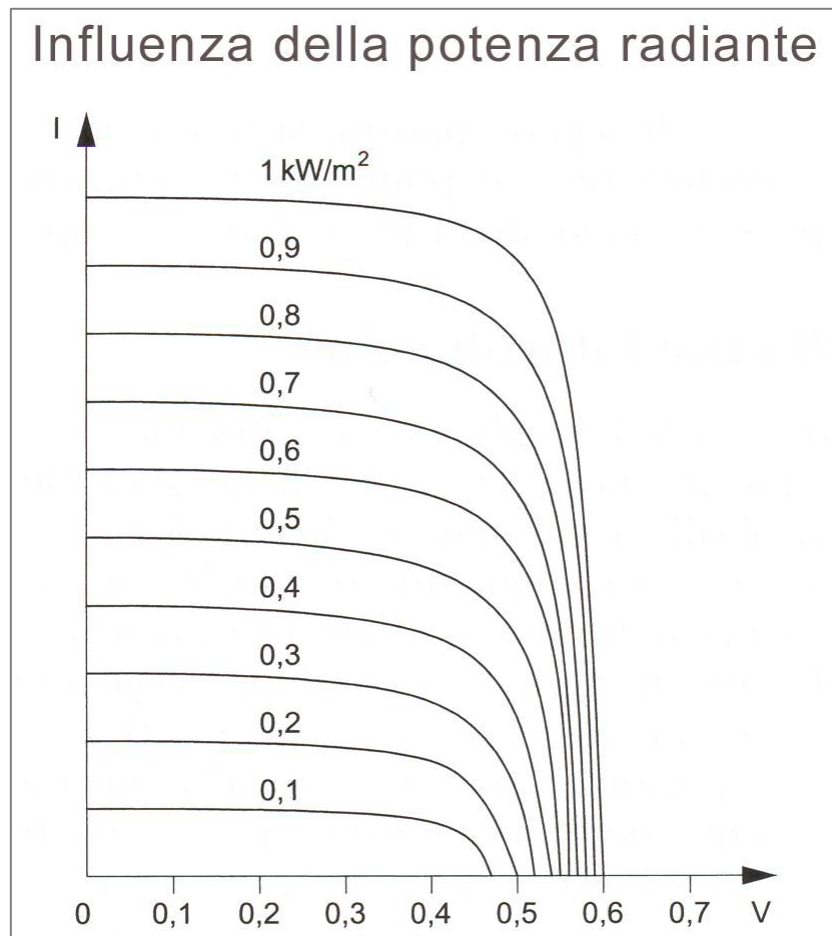


Figura 32: Influenza della radiazione solare sulla curva caratteristica tensione-corrente

Al variare della temperatura il comportamento della cella è differente come rappresentato in Figura 33. Si può osservare che la corrente di corto circuito rimane praticamente invariata, mentre si modifica la tensione di circuito aperto  $V_{OC}$ .

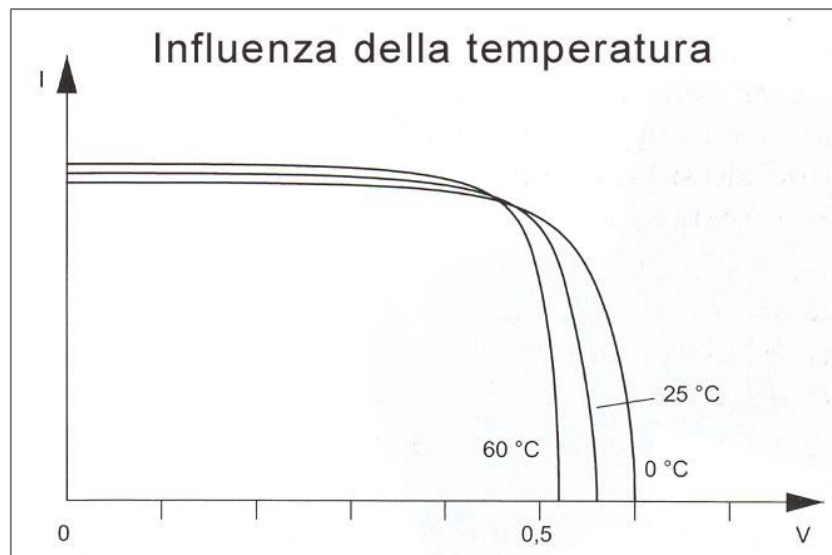


Figura 33: Influenza della temperatura sulla curva caratteristica tensione-corrente

Nello specifico, all'aumentare della temperatura della cella, la  $V_{OC}$  diminuisce e al diminuire della temperatura la  $V_{OC}$  aumenta. Di conseguenza, a temperature maggiori rispetto ai 25°C delle condizioni di prova STC si ha una riduzione delle prestazioni dei moduli in termini di potenza elettrica prodotta, mentre a temperature minori si raggiungono efficienze addirittura maggiori rispetto a quelle nominali. Pertanto, i moduli hanno una resa migliore nel periodo invernale piuttosto che in quello estivo. La produzione di energia elettrica, in termini assoluti, è comunque tipicamente più alta d'estate grazie alle maggior numero di ore di sole e alla maggiore intensità della radiazione solare.

Alla luce di quanto appena detto, è evidente come la temperatura di lavoro della cella gioca un ruolo fondamentale e, dal punto di vista pratico e operativo, le prestazioni di un modulo fotovoltaico reale vengono valutate tenendo conto proprio di questo aspetto. Si utilizzano i seguenti parametri, forniti dal costruttore, per caratterizzare un pannello fotovoltaico:

- **Coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito  $I_{SC}$ :** indica la variazione dell'intensità della corrente di corto circuito al variare della temperatura di lavoro della cella fotovoltaica. Espresso %/K o %/°C (percentuale su gradi Kelvin o gradi Celsius) è un valore positivo. Permette di calcolare la  $I_{SC}$  alle temperature reali di lavoro della cella;
- **Coefficiente di temperatura della tensione di circuito aperto  $V_{OC}$ :** indica la variazione del valore della tensione di circuito aperto al variare della temperatura

di lavoro della cella fotovoltaica. Espresso in %/K o %/°C (percentuale su gradi Kelvin o gradi Celsius) è un valore negativo. Permette di calcolare la  $V_{OC}$  alle temperature reali di lavoro della cella;

- **Coefficiente di temperatura della potenza massima  $P_M$ :** indica la variazione della potenza al variare della temperatura di lavoro della cella fotovoltaica. Espresso generalmente in %/K o %/°C (percentuale su gradi Kelvin o gradi Celsius) è un valore negativo. Permette di calcolare la  $P_M$  alle temperature reali di lavoro della cella.
- **NOCT-Nominal Operating Cell Temperature:** il NOCT rappresenta la temperatura di funzionamento raggiunta dalla cella quando sottoposta ad un irraggiamento di  $800 \text{ W/m}^2$ , con una temperatura dell'aria di  $20^\circ\text{C}$  e una velocità del vento di  $1 \text{ m/s}$ . In genere il NOCT è compreso tra  $41$  e  $50^\circ\text{C}$ , e tanto questo è più piccolo tanto migliore è la qualità della cella.

Questi parametri permettono di valutare e prevedere come variano le grandezze elettriche del modulo fotovoltaico e, di conseguenza, anche la produzione di energia elettrica. La norma CEI 82-25 fornisce tutte le indicazioni a riguardo e illustra i criteri e i metodi con cui stimare la produzione dell'impianto al variare della temperatura di funzionamento dei moduli  $T_{cell}$  e di quella dell'ambiente di lavoro  $T_a$ . Le due temperature sono legate tra di loro in quanto un aumento della temperatura della cella  $T_{cell}$  è dipendente dalle variazioni del clima in cui questa opera.

Di conseguenza, si introduce la seguente relazione per il calcolo della temperatura operativa della cella  $T_{cell}$ :

$$T_{cell} = T_a + G_p \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

dove  $G_p$  rappresenta la radiazione incidente sul piano dei moduli, espressa in  $\text{W/m}^2$ .

È possibile poi, nota la temperatura della cella  $T_{cell}$ , valutare la variazione percentuale della potenza nominale dell'impianto  $\Delta P_n(\%)$ , data da:

$$\Delta P_n(\%) = CT(\%) \cdot (T_{cell} - 25)$$

o nota la temperatura dell'aria ambiente  $T_a$ :

$$\Delta P_n(\%) = CT(\%) \cdot (T_a - 25 + G_p \cdot \frac{NOCT - 20}{800})$$

dove:

- $CT(\%)$  è il coefficiente di temperatura della potenza, espresso in  $\%/^{\circ}\text{C}$ . Questo indica la variazione percentuale della potenza nominale  $P_n$  per grado Celsius il cui valore è tipicamente compreso tra  $-0,3\%$  e  $-0,5\%$ ;
- $T_{\text{cell}}$  e  $T_a$  sono rispettivamente la temperatura del modulo fotovoltaico e la temperatura dell'aria, entrambe espresse in  $^{\circ}\text{C}$ ;
- $G_p$  rappresenta la radiazione incidente sul piano dei moduli, espressa in  $\text{W}/\text{m}^2$
- $NOCT$  è la temperatura operativa della cella, espressa in  $^{\circ}\text{C}$ , quando è sottoposta ad un irraggiamento di  $800 \text{ W}/\text{m}^2$ , con una temperatura dell'aria di  $20^{\circ}\text{C}$  e una velocità del vento di  $1 \text{ m}/\text{s}$ . Il valore assunto è tipicamente compreso tra  $41$  e  $50^{\circ}\text{C}$

In tal senso, la potenza nominale effettiva del modulo  $P_{n,eff}$ , che si ha in condizioni di temperatura e irraggiamento diverse da quelle di prova STC, è data da:

$$P_{n,eff} = (1 + \frac{\Delta P_n(\%)}{100} - 0,08) \cdot P_n$$

dove:

- $\Delta P_n(\%)$  è la variazione percentuale della potenza, calcolata come indicato in precedenza;
- $P_n$  è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, espressa in  $\text{W}$ , misurata alle condizioni di prova standard STC;
- “ $0,08$ ” è un coefficiente adimensionale che viene inserito per tener conto delle eventuali perdite di collegamento e di lavoro del generatore fotovoltaico.

In conclusione, l'energia elettrica  $E_{el}(\Delta t)$  prodotta dal modulo in un intervallo di tempo  $\Delta t$  si calcola come segue:

$$E_{el}(\Delta t) = P_{n,eff} \cdot \frac{E_{sol}(\Delta t)}{G_{STC}} \cdot K = P_{n,eff} \cdot \frac{E_{sol}(\Delta t)}{1000} \cdot K$$

dove:

- $\Delta t$  è il periodo di tempo per cui si sta valutando la produzione (es. secondi, minuti, ore, giorno, anno);
- $E_{sol}(\Delta t)$  è l'energia disponibile, nell'intervallo di tempo  $\Delta t$ , dalla radiazione solare incidente sul piano dei moduli ed è espressa in Wh/m<sup>2</sup>;
- $G_{STC}$  è il valore dell'irraggiamento solare alle condizioni di prova standard STC pari a 1000 W/m<sup>2</sup>;
- $K$  è un coefficiente adimensionale, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione. I valori tipici di  $K$  sono compresi tra 0,90 e 0,98.

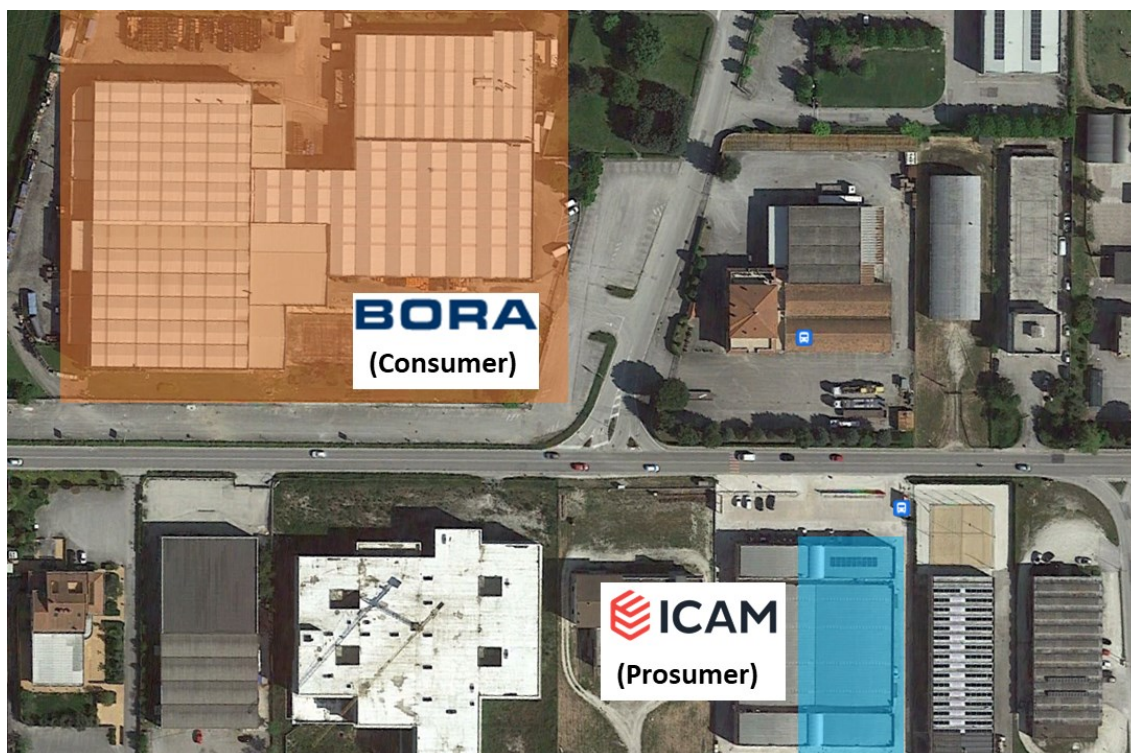
### 4.3 Costituenda CER “ICAM-BORA”

La Comunità Energetica Rinnovabile “ICAM-BORA”, oggetto di questa tesi, è composta da due membri, entrambi attività industriali e commerciali, che partecipano alla configurazione ognuna con il proprio stabilimento. In particolare, la CER comprende un prosumer e un consumer. Tali soggetti, illustrati in Figura 34, sono:

- Il prosumer: “ICAM SERVICE”, il cui stabilimento è destinato ad uso uffici e magazzino. È il prosumer della CER, ovvero il proprietario dell'impianto di produzione fotovoltaico installato sulla copertura dell'edificio.
- Il consumer: “BORA S.p.A.”, azienda che si occupa della lavorazione di materiali metallici che all'interno della CER assume il ruolo di consumer, ovvero di semplice consumatore di energia elettrica.

È prevista l'installazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 99,99 kW sulla copertura dello stabilimento di ICAM.





*Figura 34: Stabilimenti dei membri della CER*

I membri della comunità energetica interagiscono e collaborano secondo lo schema mostrato in Figura 35. L'impianto fotovoltaico produce energia elettrica che prima di tutto viene autoconsumata direttamente dal prosumer (ICAM) per coprire il proprio fabbisogno energetico. Infatti, il POD del prosumer rappresenta l'unica possibilità di autoconsumo fisico e diretto all'interno della CER. L'energia in eccesso viene immessa in rete e condivisa attraverso la rete dell'ente distributore locale secondo lo schema di autoconsumo virtuale. In termini pratici, il consumer (BORA) continua normalmente a prelevare energia elettrica dalla rete di distribuzione, pagando la bolletta, e nel momento in cui c'è contemporaneità tra prelievo del consumer e immissione da parte del prosumer l'energia viene contabilizzata come energia condivisa e valorizzata economicamente in base al meccanismo incentivante visto in precedenza. Gli incentivi vengono erogati dal GSE e sono ripartiti tra i membri secondo le regole stabilite all'interno della CER. Allo stesso tempo, la comunità energetica è libera di vendere l'energia elettrica immessa in rete e ricevere da questa un ulteriore corrispettivo economico.



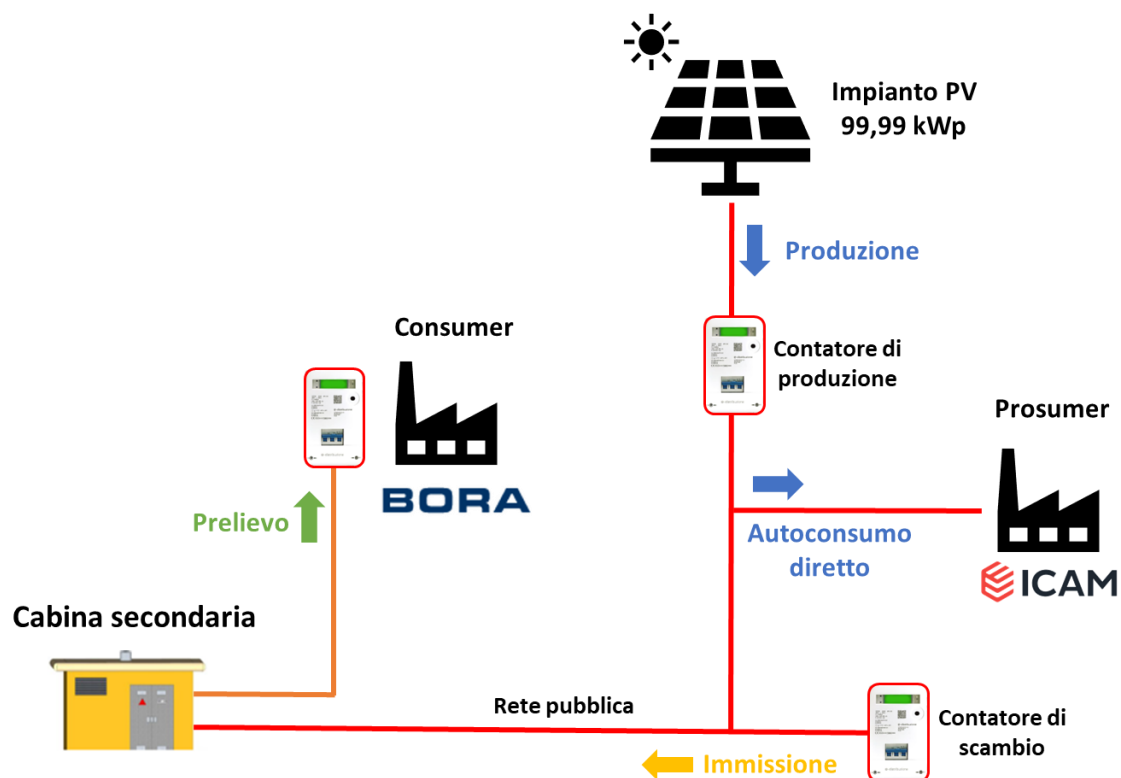


Figura 35: Schematizzazione “CER ICAM-BORA”

#### 4.3.1 Profili di carico dei membri

Nel caso specifico della Comunità Energetica Rinnovabile “ICAM-BORA”, i profili di carico elettrici sono stati valutati in maniera diversificata per i due membri della CER. Per quanto riguarda il consumer, ovvero “BORA S.p.A.”, questi sono stati forniti direttamente dall’azienda e sono relativi a tutto l’anno 2021 con un intervallo di misura di 15 minuti. Questi, ai fini del successivo bilancio energetico orario della CER, sono stati rielaborati, aggregando i dati quattorari per ottenere i valori orari e ricavare il profilo di carico su base oraria per dodici mesi. Come detto in precedenza, “BORA S.p.A.” è un’azienda che si occupa della lavorazione dei metalli ed impiega processi fortemente energivori; ciò è evidente dall’andamento del profilo di carico orario con la presenza di picchi di consumo piuttosto alti e, in termini assoluti, questo si traduce in un consumo totale annuo elevato (per l’anno 2021 è pari a circa 2.500 MWh). In Figura 36 si rappresenta una tipica curva di carico settimanale dell’utente appena descritto.

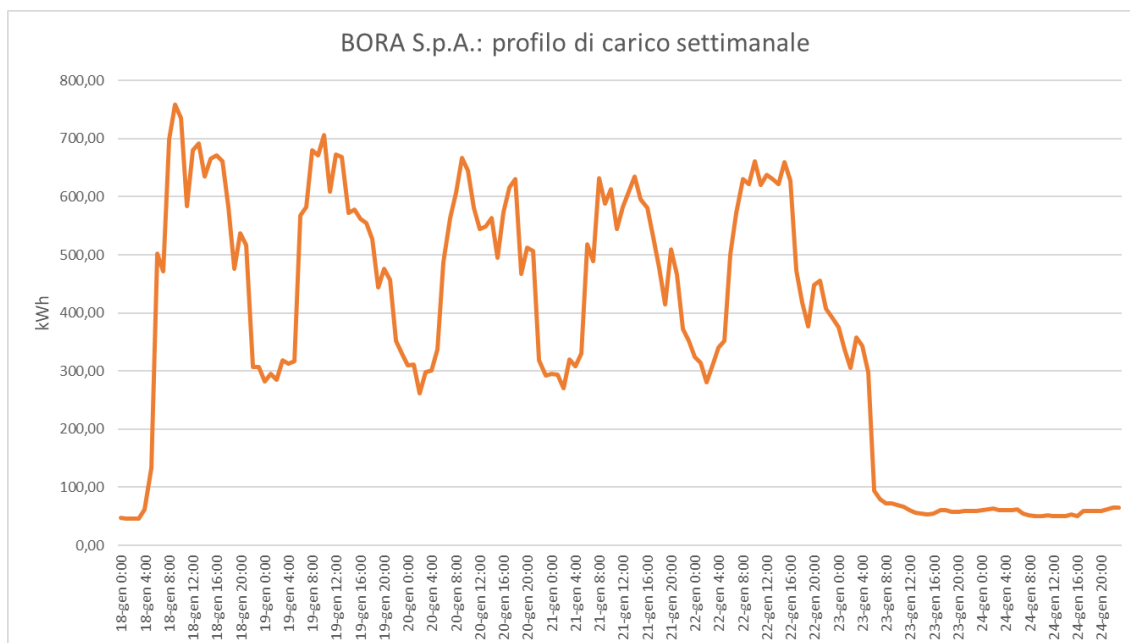


Figura 36: profilo di carico settimanale “BORA”

Nel caso del prosumer, “ICAM Service” che non è ancora operativo, i suoi consumi e il profilo di carico sono stati necessariamente stimati basandosi sulla futura destinazione d’uso dell’edificio, ovvero quella di uffici e magazzino, e utilizzando i profili ottenuti dalla classificazione illustrata in precedenza. Nota la destinazione d’uso degli ambienti, che è quella di uffici e magazzino, è stato assegnato il profilo di carico ritenuto più idoneo tra quelli della precedente classificazione, ossia il profilo “5/7”, il quale rimarca l’andamento di un’utenza attiva cinque giorni a settimana. A questo punto, essendo i valori di consumo espressi per ogni ora come frazione percentuale  $f_h$  rispetto al consumo totale annuo, è stato necessario ipotizzare un consumo elettrico annuo dell’edificio in modo da distribuirlo su tutte le ore dell’anno ed ottenere i consumi assoluti, su base oraria. Note le piante e la metratura dello stabilimento è stato possibile stimare il consumo totale annuo grazie al “Benchmark di consumo energetico degli edifici per uffici in Italia”, pubblicato da ENEA, l’Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile [34]. Il documento in questione fornisce dei valori di riferimento per la valutazione dei consumi degli edifici adibiti ad uso di uffici in Italia. Nello specifico caso dei consumi di energia elettrica, questi vengono forniti distinguendo tra nord Italia, centro Italia e sud Italia. I consumi elettrici sono espressi in kWh/m<sup>2</sup> e classificati in base al carico soddisfatto (es., climatizzazione, illuminazione e forza motrice) o forniti anche in forma aggregata (consumi totali), con i valori indicati in Tabella 9.

Tabella 9: Consumi elettrici negli uffici in Italia [34]

Consumi di energia elettrica [kWh/m <sup>2</sup> ]	SUD ITALIA	CENTRO ITALIA	NORD ITALIA
<b>Totale</b>	115,89	108,76	155,51
<b>Raffrescamento</b>	48,41	93,07	67,41
<b>Raffrescamento + Riscaldamento</b>	71,21	51,22	64,04
<b>Illuminazione</b>	24,66	24,66	24,66
<b>Apparecchiature</b>	38,06	38,06	38,06

Nel caso di “ICAM”, i consumi sono stati calcolati come prodotto tra la metratura di ogni singolo locale e i consumi, in kWh/m<sup>2</sup>, precedentemente definiti dallo studio di ENEA, ottenendo i risultati riepilogati in Tabella 10.

Tabella 10: Calcolo del consumo annuo di “ICAM”

Locali	mq	Consumi energia elettrica [kWh/m <sup>2</sup> ]	Consumi energia elettrica [kWh/anno]
Locale 1	21,8	108,76	2.375
Locale 2	23,0	108,76	2.499
Locale 3	94,3	108,76	10.260
Locale 4	27,1	108,76	2.952
Locale 5	13,8	108,76	1.499
Locale 6	4,0	108,76	431
Locale 7	3,4	108,76	374
Locale 8	8,4	108,76	917
Locale 9	40,7	108,76	4.427
Locale 10	14,3	108,76	1.553
Locale 11	7,8	108,76	851
Locale 12	22,1	108,76	2.406
Locale 13	5,5	108,76	601
Locale 14	4,5	108,76	486
Locale 15	3,3	108,76	355
Locale 16	4,1	108,76	447
Locale 17	12,0	108,76	1.305
<b>Totale uffici</b>	<b>310,2</b>	<b>108,76</b>	<b>33.737</b>
Magazzino	95,7	24,66	2.360
<b>TOTALE</b>	<b>405,9</b>	<b>88,9</b>	<b>36.098</b>

Sono stati presi come riferimento i dati relativi al centro Italia. In particolare, sono stati applicati i consumi totali, pari a 108,76 kWh/m<sup>2</sup>, a tutti i locali tranne che per il locale

destinato a magazzino per il quale è stato considerato solo il carico per l'illuminazione pari a 24,66 kWh/m<sup>2</sup>. Dalle piante dell'edificio, gli uffici hanno una metratura complessiva di circa 310 m<sup>2</sup> e il magazzino di 95 m<sup>2</sup>, per un totale di 410 m<sup>2</sup>. Per lo stabilimento "ICAM" si ha quindi un consumo totale annuo pari a 36.000 kWh. A questo punto i consumi orari assoluti si calcolano come prodotto, per ogni ora  $h$ , tra il consumo annuo totale appena stimato e i consumi orari normalizzati  $f_h$ , relativi al profilo "5/7", scelto in precedenza.

$$E_h = E_{TOT} * f_h = 36.000 \text{ kWh} * f_h$$

In questo modo si ottiene la curva di carico su base oraria per dodici mesi di cui è mostrato, a titolo di esempio, l'andamento settimanale in Figura 37. Da quest'ultimo è evidente quanto descritto in precedenza, ossia la presenza di consumi attivi per cinque giorni a settimana.

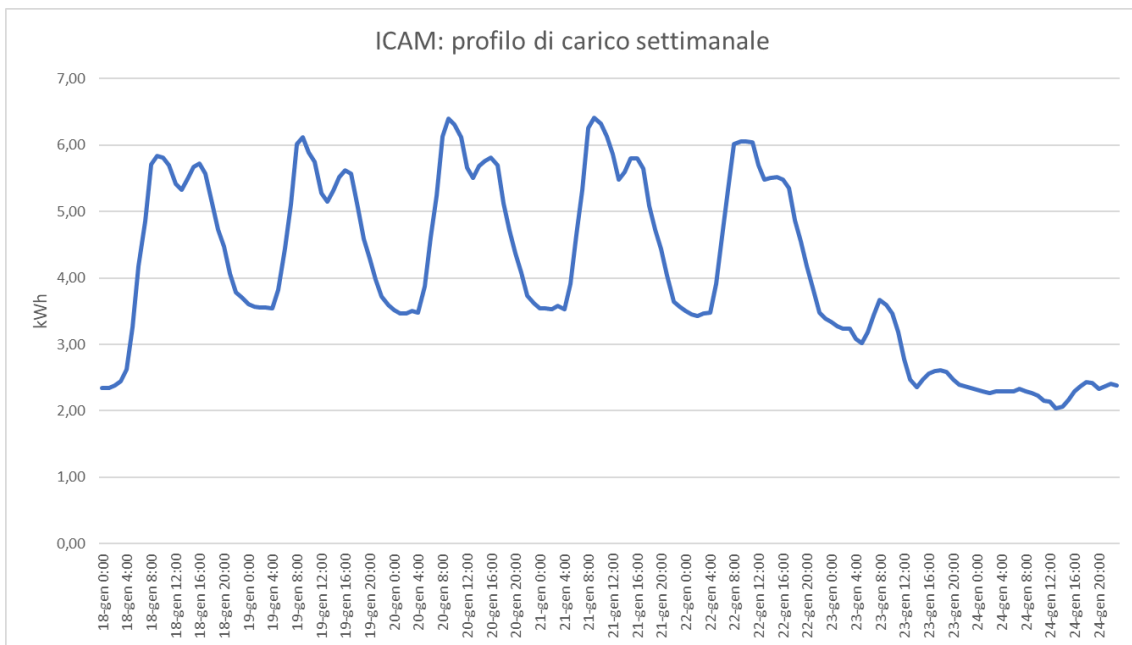


Figura 37: profilo di carico settimanale "ICAM"

Nei grafici di Figura 38 e Figura 39 si rappresenta l'andamento annuale dei profili di carico dei due membri della comunità.

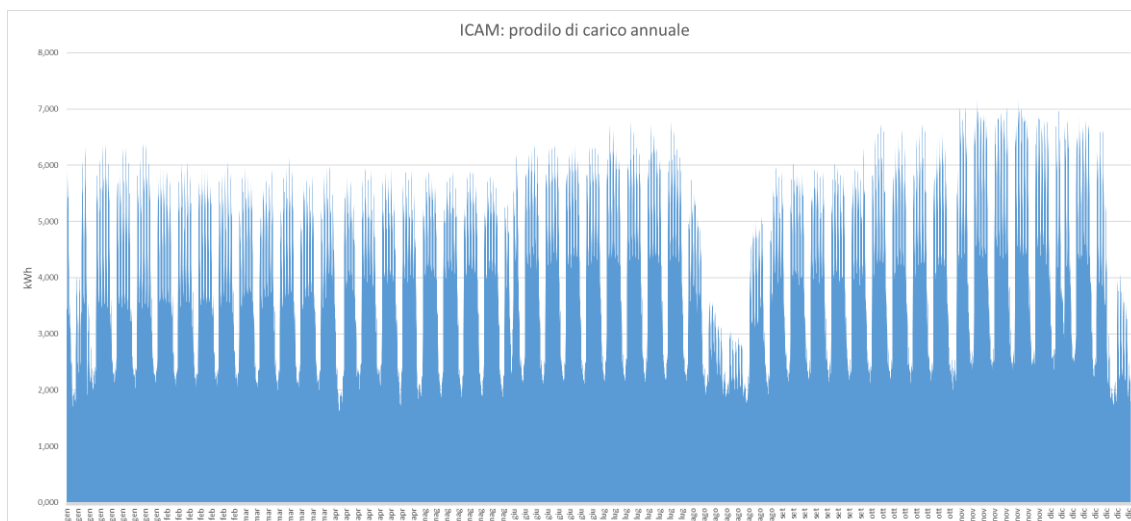


Figura 38: profilo di carico annuale "ICAM"

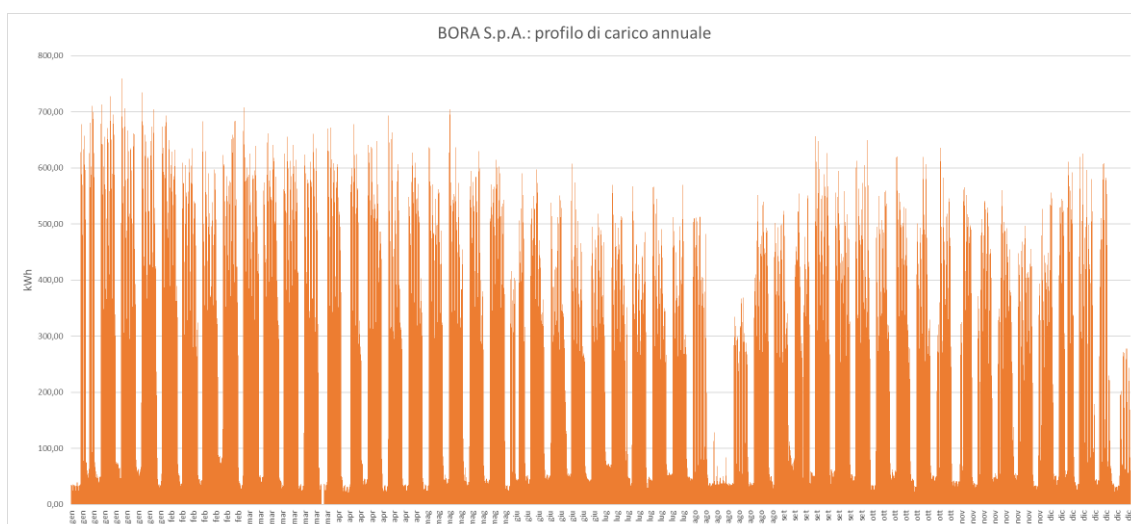


Figura 39: profilo di carico annuale "BORA"

Complessivamente, i dati di consumo annui dei membri della CER sono riassunti in Tabella 11 dove sono indicati i consumi totali dei due soggetti facenti parte della configurazione e la ripartizione sulle tre fasce orarie di consumo.

Tabella 11: Dati di consumo annui della CER "ICAM-BORA"

CER	Attività	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	% F1	% F2	% F3	TOTALE [kWh]
prosumer: ICAM	Lavorazione metalli	15.717	8.298	11.985	43,7%	23,0%	33,3%	36.000
consumer: BORA	Uffici e magazzino	1.150.226	663.553	650.317	46,7%	26,9%	26,4%	2.464.097
<b>TOTALE CER</b>		<b>1.165.943</b>	<b>671.851</b>	<b>662.302</b>	<b>45,2%</b>	<b>25,0%</b>	<b>29,8%</b>	<b>2.500.097</b>

Si può osservare che la maggior parte dei consumi energetici di entrambi i membri della comunità avviene in fascia F1, ovvero quella relativa alle ore diurne dei giorni feriali.

Nel caso di autoconsumo diretto di energia elettrica da fonti rinnovabili, fotovoltaico in questo caso, si ottiene un risparmio in bolletta per il prosumer in quanto si evita di comprare l'energia elettrica in tale fascia oraria, la quale risulta essere la più cara della giornata.

Per quanto riguarda l'energia condivisa, e quindi il consumer, l'utente preleva energia dalla rete pagando la bolletta al prezzo del PUN; di conseguenza, i maggiori consumi in fascia F1 si traducono in un costo più alto della bolletta, rispetto alle altre fasce orarie, e non è garantito che gli incentivi sull'energia condivisa siano tali da poter far raggiungere un accettabile risparmio in bolletta al consumer rispetto all'attuale struttura del mercato energetico nazionale.

Si nota anche che gran parte del fabbisogno totale della CER è determinato da “BORA S.p.A.”, per via della presenza dei processi di lavorazione dei metalli che hanno consumi molto elevati. In particolare, “BORA” costituisce circa il 98% del fabbisogno totale, mentre “ICAM” il restante 2%: ciò è evidente anche dall'andamento del profilo di carico della CER nei 12 mesi come mostrato nel grafico di Figura 40.

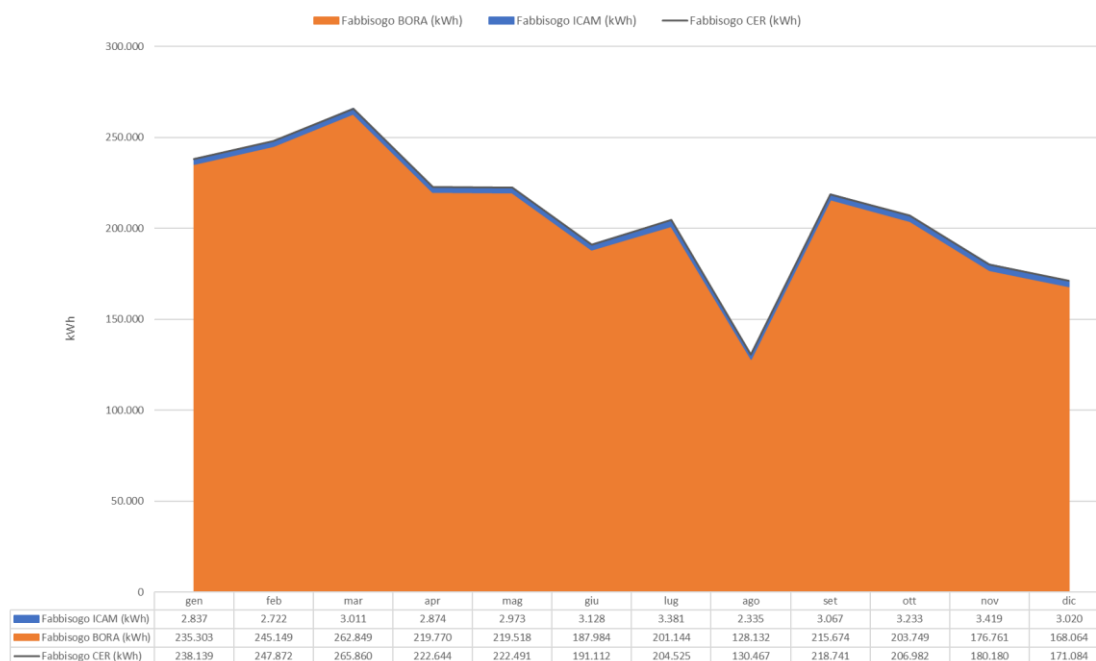


Figura 40: Profilo di carico annuale della CER “ICAM-BORA”

### 4.3.2 Impianto fotovoltaico

Per il caso studio in esame, la CER “ICAM-BORA”, è stata prevista l’installazione di un impianto fotovoltaico sulla copertura dello stabilimento di “ICAM Service” che si configura quindi come il prosumer della comunità.

La progettazione e il dimensionamento dell’impianto fotovoltaico è stata effettuata utilizzando il software “SolarEdge Designer”. Per prima cosa, inserendo come input le coordinate o l’indirizzo del sito di installazione, il software fornisce le immagini satellitari del sito. A questo punto è stata definita l’area disponibile per l’installazione dei moduli sulla copertura dell’edificio come mostrato in Figura 41.

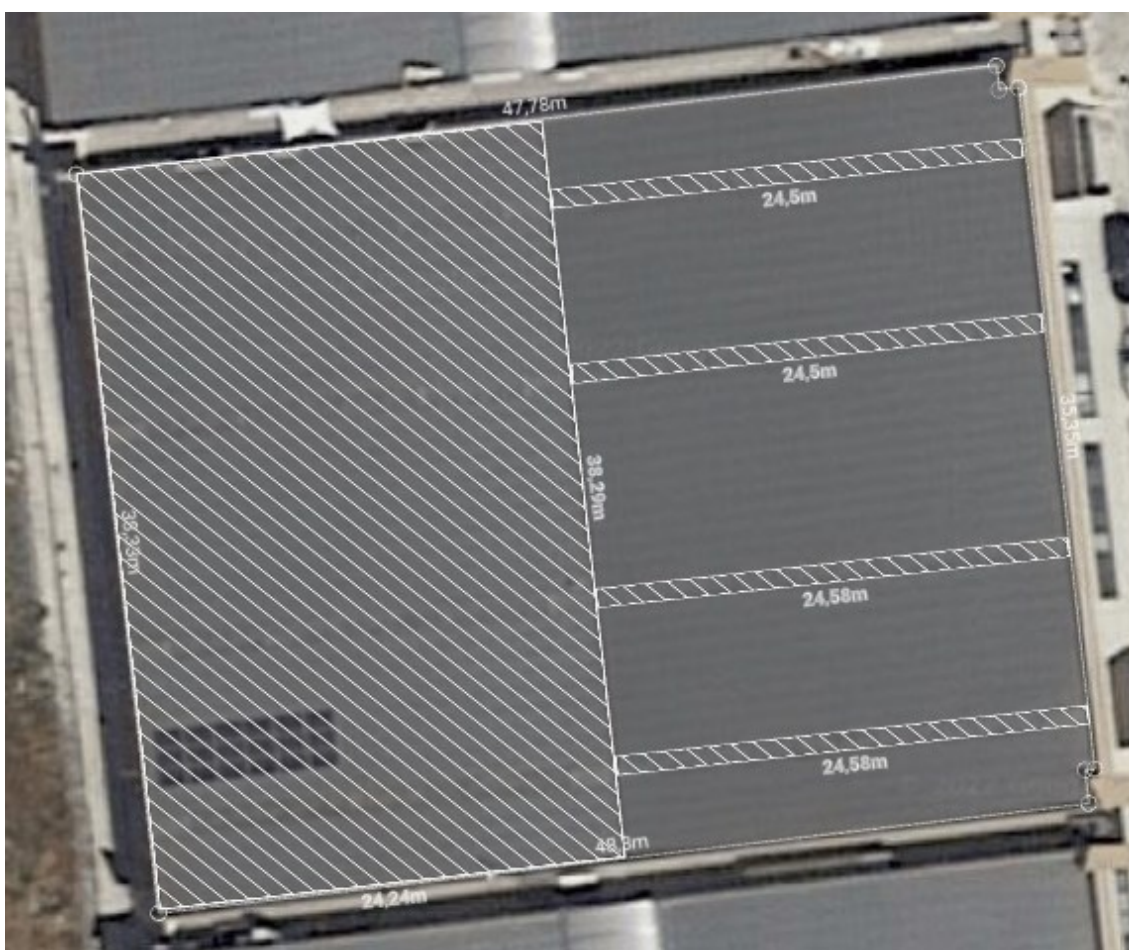


Figura 41: Area disponibile per l’installazione dell’impianto fotovoltaico su copertura ICAM

Definita l’area di installazione si passa al posizionamento dei moduli fotovoltaici. Per il caso in questione sono stati scelti i moduli “SunPower Performance 6”, di potenza nominale pari a 505 W, realizzati in silicio monocristallino che permettono la produzione

di energia bifacciale, ossia capaci di captare anche parte della radiazione solare riflessa dal terreno. Le principali caratteristiche dei moduli, in condizioni di prova STC, sono riassunte in Tabella 12.

Tabella 12: Caratteristiche dei moduli “SunPower Performance 6”

<b>Moduli SunPower Performance 6</b>	
<b>Dimensioni</b>	2185x1092x35 mm
<b>Potenza nominale (<math>P_{nom}</math>)</b>	505 W
<b>Efficienza del modulo</b>	21,2%
<b>Decadimento annuo delle prestazioni</b>	0,45%
<b>Durata garantita</b>	25 anni
<b>Tensione al punto di massima potenza (<math>V_M</math>)</b>	36,4 V
<b>Corrente al punto di massima potenza (<math>I_M</math>)</b>	13,88 A
<b>Tensione a circuito aperto (<math>V_{oc}</math>)</b>	43,3 V
<b>Corrente di circuito chiuso (<math>I_{sc}</math>)</b>	14,76 A
<b>Temperatura di esercizio</b>	da -40°C a +85°C
<b>Coeff. temp. potenza</b>	- 0,34 %/°C
<b>Coeff. temp. tensione</b>	- 0,26 %/°C
<b>Coeff. temp. corrente</b>	0,05 %/°C

Nonostante la copertura dell’edificio non sia inclinata dell’angolo ottimale, che è di 30°, si è comunque optato per l’installazione dei moduli complanari al tetto piuttosto che l’installazione inclinata. Questa scelta comporta uno svantaggio in termini di resa del pannello in quanto la radiazione solare arriva con un angolo di incidenza più sfavorevole, ma è stata comunque preferita per evitare la maggior complessità e costi di installazione delle strutture di supporto necessarie per inclinare i moduli dell’angolo ottimale. Inoltre, l’installazione complanare non necessita di distanziare i moduli per motivi di ombreggiamento e, di conseguenza, è possibile installare più moduli rispetto al caso inclinato recuperando quindi la produzione “persa” per via della minore efficienza. Sono stati utilizzati 198 moduli, orientati a Sud e disposti secondo lo schema rappresentato in Figura 42 ottenendo così un impianto di potenza nominale pari a 99,99 kWp. Si nota come il software fornisca già, in tempo reale, una stima della produzione annua dell’impianto che in questo caso specifico è di 123,18 MWh/anno.



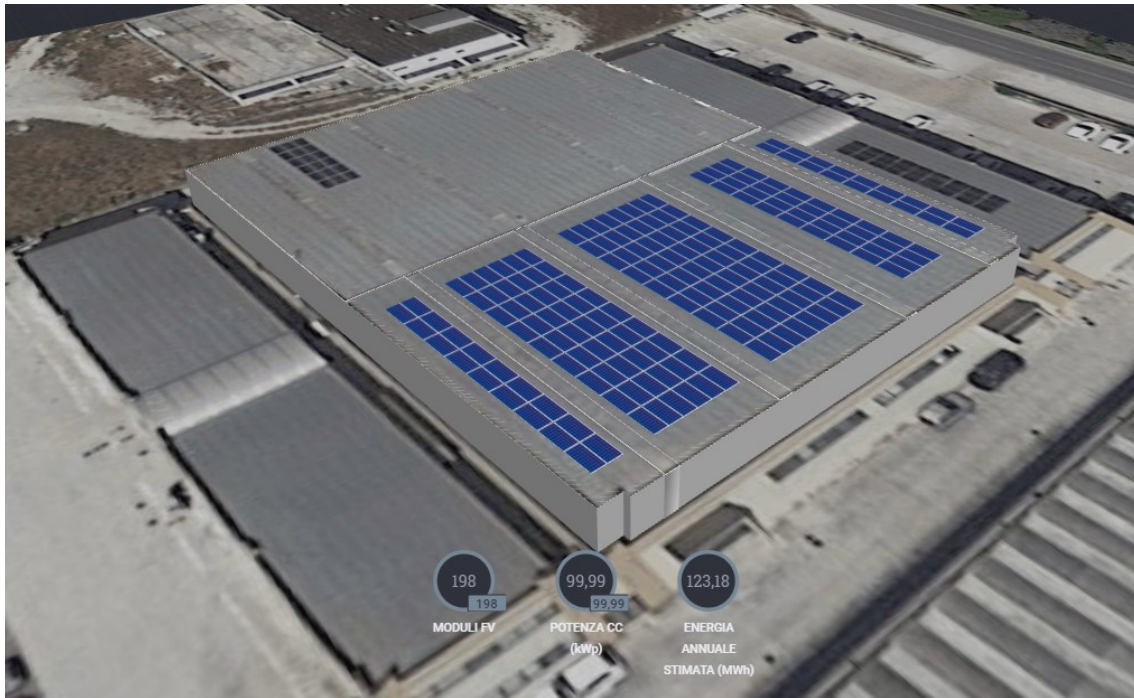


Figura 42: Dimensionamento e disposizione dei moduli fotovoltaici sul tetto dello stabilimento ICAM

Tuttavia, per la stima della produzione fotovoltaica è stato fatto un ulteriore studio più approfondito con l'obiettivo di ottenere i dati di produzione su base oraria per tutti i dodici mesi dell'anno, necessari per il successivo bilancio energetico orario della CER.

La produzione oraria dell'impianto è stata calcolata attraverso lo sviluppo di un modello di calcolo in cui sono state implementate le relazioni fornite dalla normativa CEI 82-25, vista in precedenza. I valori di input al modello possono essere distinti tra parametri relativi all'impianto fotovoltaico e ai dati climatici.

Nel caso dell'impianto fotovoltaico vengono utilizzati i seguenti valori di input:

- Potenza nominale impianto ( $P_n$ ) = 99,99 kWp
- Latitudine ( $\Phi$ ) = 43,5°
- Angolo di tilt, di inclinazione dei moduli ( $\beta$ ) = 0°
- Coefficiente di temperatura della potenza ( $CT$ ) = -0,34 %/°C
- $NOCT$  = 45°C
- Coefficiente d'ombreggiamento ( $k_{ombr}$ ) = 0,95

Per quanto riguarda i dati climatici, i valori di radiazione e di temperatura sono stati forniti da "Ideam Srl", azienda che si occupa di previsioni e consulenze in ambito meteorologico. In particolare, ai fini del calcolo si utilizzano i seguenti dati climatici:

- Irraggiamento di riferimento ( $I_{ref}$ ) = 1.000 W/m<sup>2</sup>;
- Irraggiamento effettivo, su piano dei moduli, per ogni ora  $h$  dell'anno ( $E_{sol,h}$ );
- Temperatura dell'aria per ogni ora  $h$  dell'anno ( $T_{a,h}$ ).

Per ogni ora  $h$  dell'anno viene calcolata l'energia elettrica  $E_{el,h}$  prodotta dall'impianto fotovoltaico in accordo con la norma CEI 82-25:

$$E_{el,h} = P_{n,eff,h} \cdot \frac{E_{sol,h}}{I_{ref}} \cdot k_{ombr}$$

dove la potenza effettiva dell'impianto  $P_{n,eff,h}$ , nell'ora dell'anno  $h$ , è data da:

$$P_{n,eff,h} = \left(1 + \frac{\Delta P_{n,h}(\%)}{100} - 0,08\right) \cdot P_n$$

in cui la variazione percentuale  $\Delta P_{n,h}(\%)$  nell'ora  $h$  è calcolata come segue:

$$\Delta P_{n,h}(\%) = CT(\%) \cdot \left(T_{a,h} - 25 + E_{sol,h} \cdot \frac{NOCT - 20}{800}\right)$$

È bene sottolineare come, in questo caso particolare, energia e potenza coincidono in quanto si ragiona con passo di calcolo orario. Quindi, ragionando su base oraria, il valore della potenza [W] corrisponde a quello dell'energia di [Wh].

A titolo d'esempio si considera il calcolo della produzione fotovoltaico per ogni ora  $h$  della giornata del 21 febbraio come mostrato in Tabella 13. Prendendo come riferimento le ore 14:00, in cui si ha una radiazione solare sul piano dei moduli pari 450,6 W/m<sup>2</sup> e una temperatura dell'aria di 8,7°C, si applicano le relazioni precedenti con i parametri di input introdotti all'inizio.

Innanzitutto, si ottiene una variazione percentuale della potenza pari al 1%, data da:

$$\Delta P_{n,14:00}(\%) = -0,34\% \cdot \left(8,^{\circ}C - 25^{\circ}C + 450,6 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{45^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800}\right) = 1\%$$

Successivamente, si calcola la potenza nominale effettiva dell'impianto, che risulta essere pari a 92,7 kWp secondo la formula:

$$P_{n,eff,14:00} = \left(1 + \frac{7\%}{100} - 0,08\right) \cdot 99.990 \text{ Wp} = 92.724,7 \text{ Wp}$$

Infine, l'energia prodotta dall'impianto alle ore 14:00 è pari a 39,7 kWh, calcolata come segue:

$$E_{el,14:00} = 92.724,7 \text{ Wp} \cdot \frac{450,6 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 0,95 = 39.693 \text{ Wh}$$

Tabella 13: Esempio di calcolo orario della produzione fotovoltaica

Data	DATI CLIMATICI				BILANCIO ELETTRICO		
	Temperatura esterna	Irraggiamento reale su piano orizzontale	Rapporto irraggiamento H/H <sub>hor</sub>	Irraggiamento su piano dei moduli	Delta P	Potenza effettiva	Produzione Fotovoltaico
	T <sub>air,real</sub>	H <sub>hor,real</sub> (W/mq)	R	H <sub>real</sub> (W/mq)	ΔP (%)	P <sub>n,eff</sub> (W)	E <sub>pv</sub> (W)
21-feb-0	4,59	0,5	1,00	0,5	7%	98.924,1	47
21-feb-1	4,49	0,2	1,00	0,2	7%	98.961,6	17
21-feb-2	4,43	0,6	1,00	0,6	7%	98.977,1	60
21-feb-3	4,27	0,3	1,00	0,3	7%	99.034,9	30
21-feb-4	4,70	0,0	1,00	0,0	7%	98.892,1	0
21-feb-5	4,90	1,3	1,00	1,3	7%	98.810,2	123
21-feb-6	4,83	0,5	1,00	0,5	7%	98.842,8	45
21-feb-7	4,91	0,5	1,00	0,5	7%	98.815,6	45
21-feb-8	5,29	21,5	1,00	21,5	6%	98.462,8	2.014
21-feb-9	5,99	127,0	1,00	127,0	5%	97.104,6	11.714
21-feb-10	6,99	237,6	1,00	237,6	4%	95.589,1	21.579
21-feb-11	7,43	303,7	1,00	303,7	3%	94.737,6	27.333
21-feb-12	7,77	438,7	1,00	438,7	1%	93.187,2	38.841
21-feb-13	8,40	444,4	1,00	444,4	1%	92.912,6	39.228
21-feb-14	8,76	450,6	1,00	450,6	1%	92.724,7	39.693
21-feb-15	8,66	318,4	1,00	318,4	2%	94.163,5	28.480
21-feb-16	8,67	220,9	1,00	220,9	3%	95.195,3	19.980
21-feb-17	8,10	99,6	1,00	99,6	5%	96.678,4	9.145
21-feb-18	7,57	16,2	1,00	16,2	6%	97.743,9	1.508
21-feb-19	7,19	0,0	1,00	0,0	6%	98.045,6	0
21-feb-20	6,91	0,0	1,00	0,0	6%	98.140,8	0
21-feb-21	6,40	0,7	1,00	0,7	6%	98.306,9	64
21-feb-22	6,09	0,1	1,00	0,1	6%	98.418,3	11
21-feb-23	5,81	0,5	1,00	0,5	7%	98.509,6	45
<b>Totale</b>	<b>6,38</b>	<b>2.683,9</b>	<b>24,00</b>	<b>2.683,9</b>	<b>5%</b>	<b>97.132,5</b>	<b>240.002</b>

Ripetendo quanto appena descritto per tutte le ore dell'anno si ottiene il profilo di produzione annuale dell'impianto, su base oraria, di cui si mostra l'andamento nel grafico di Figura 43.

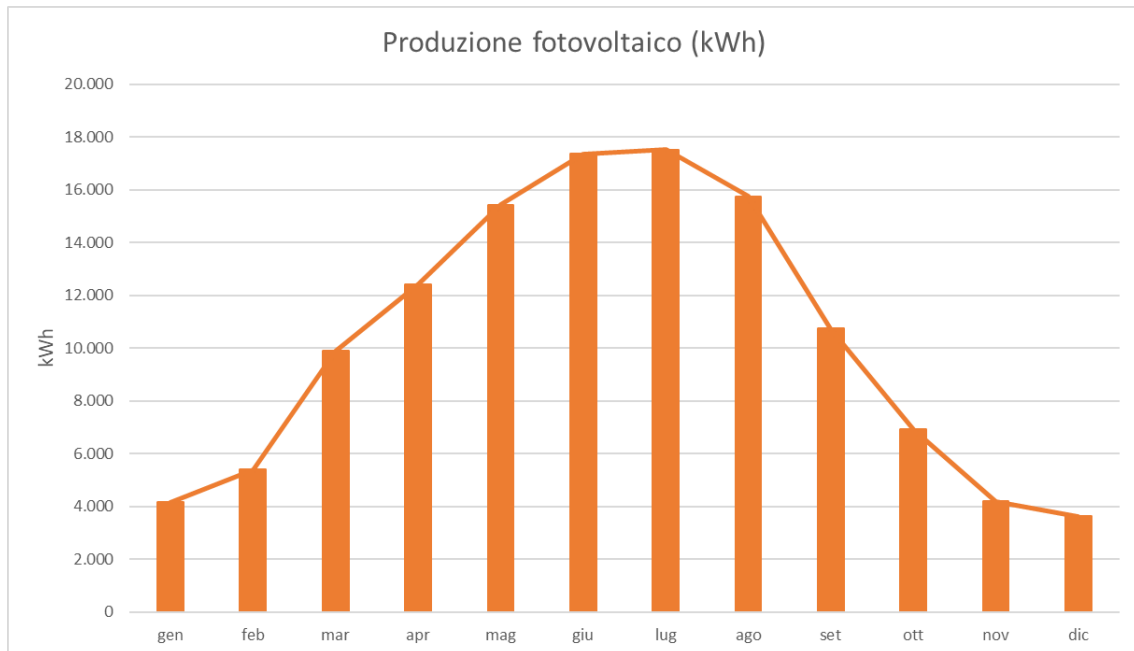


Figura 43: Profilo annuale di produzione dell'impianto fotovoltaico

Nel grafico di Figura 44 è rappresentato l'andamento gironaliero della produzione nei vari mesi dell'anno in cui è evidente come nei periodi estivi la produzione sia superiore rispetto ai mesi invernali grazie all'elevato numero di ore di sole disponibili e alla maggiore intensità della radiazione solare.

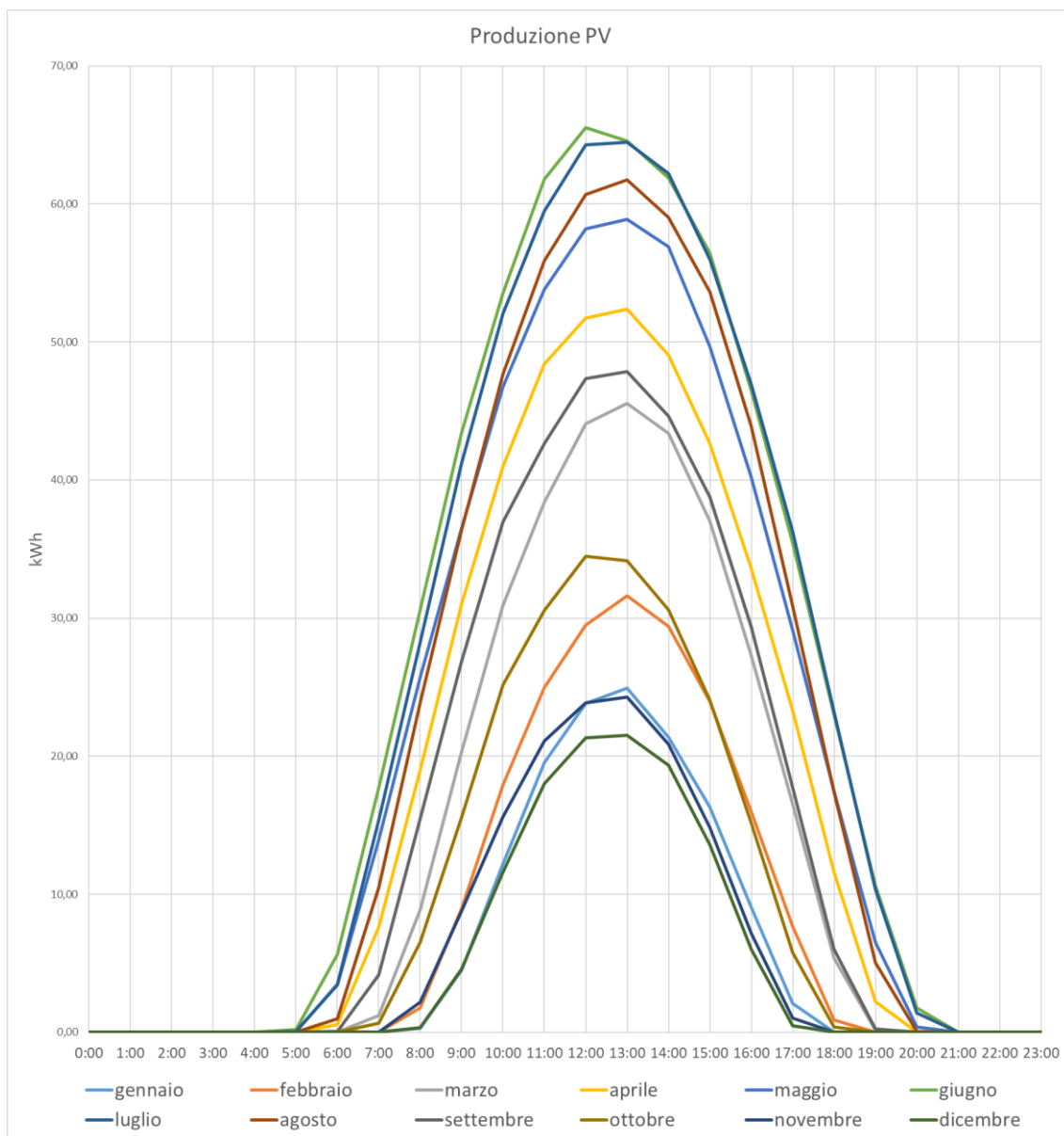


Figura 44: Profilo orario di produzione fotovoltaica nei vari mesi dell'anno

Il discorso è differente se si analizzano le prestazioni dell'impianto fotovoltaico in termini di efficienza. Infatti, anche se nei mesi più caldi la produzione è maggiore, in questi periodi l'impianto lavora con efficienza minore. Questo concetto è evidenziato dall'andamento della variazione percentuale della potenza nominale  $\Delta P_{n,h}$  (%) rappresentato nel grafico di Figura 45.

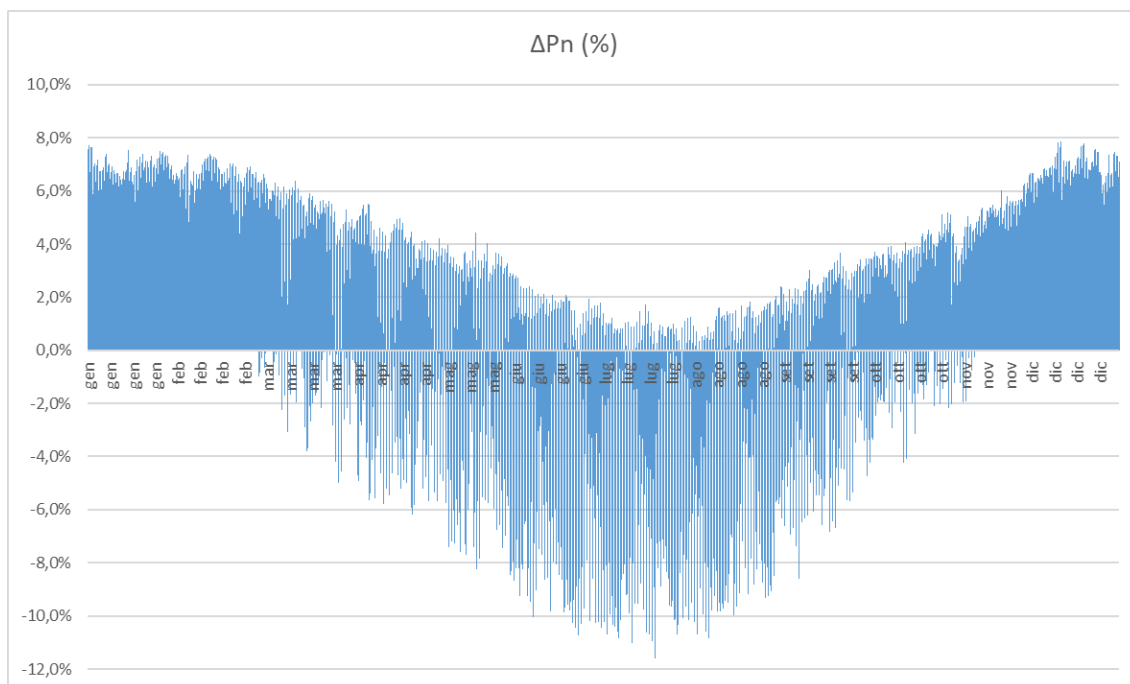


Figura 45: Andamento annuale della variazione percentuale della potenza nominale dei moduli

Si nota come nei mesi più freddi il  $\Delta P_{n,h}$  (%) risulta essere maggiore di zero, mentre avvicinandosi al periodo estivo il  $\Delta P_{n,h}$  (%) è per la maggior parte minore di zero. Pertanto, d'inverno la potenza nominale effettiva dell'impianto tenderebbe addirittura ad essere superiore rispetto a quella indicata dal costruttore, misurata alle condizioni di prova STC, per via del fatto che la temperatura operativa dei moduli è minore di 25°C, temperature alla quale questi vengono testati. Tuttavia, ciò non accade in quanto subentrano, come visto in precedenza, ulteriori perdite legate ad altri fenomeni di natura elettrica, ombreggiamenti e radiazione solare. Complessivamente si conferma la tendenza appena definita secondo cui, per l'impianto da 99,99 kWp in questione, la potenza nominale effettiva dei moduli risulta maggiore nei periodi più freddi raggiungendo il valore massimo di 99,84 kWp piuttosto che in quelli più caldi, dove la potenza arriva fino ad un minimo di 80,39 kWp. L'andamento della potenza operativa, appena descritto, è illustrato nel grafico di Figura 46.

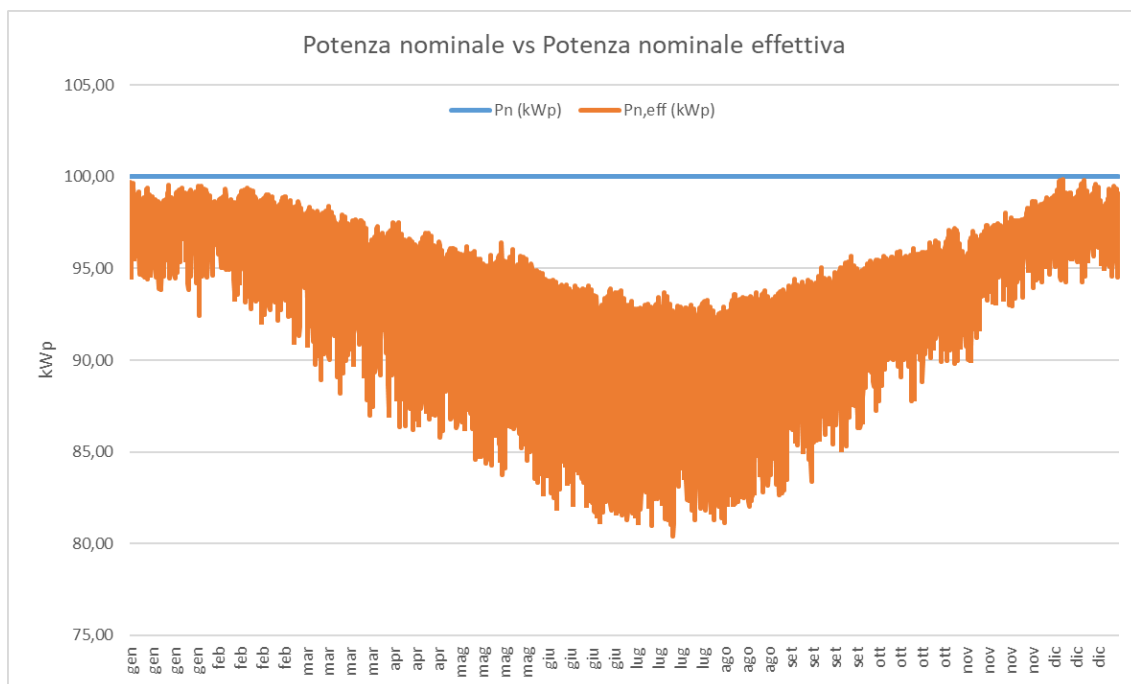


Figura 46: Andamento annuale della potenza nominale effettiva dei moduli

I risultati riguardanti i dati di produzione annuale dell'impianto sono riassunti in Tabella 14. Dalla simulazione si ottiene una produzione annua totale dell'impianto pari a 123,41 MWh/anno che, se messa a confronto con la stima di 123,18 MWh/anno, effettuata precedentemente dal software "SolarEdge Designer", conferma l'affidabilità e la solidità del modello di simulazione oraria sviluppato. Si può notare anche come la produzione specifica dell'impianto è di 1.234 kWh/kWp, inferiore rispetto ai valori tipici del centro Italia di 1500 kWh/kWp. Questo è dovuto al fatto che i moduli non sono inclinati dell'angolo ottimale di 30°, bensì sono paralleli al terreno per le motivazioni date in precedenza. Di conseguenza, la produzione è ancora più favorita nei mesi estivi, ma ostacolata in quelli invernali quando l'angolo di altezza solare è ridotto.

Tabella 14: Produzione annuale dell'impianto fotovoltaico

	Simulazione oraria	SolarEdge
<b>Produzione annua (kWh/anno)</b>	123.414	123.180
<b>Produzione specifica (kWh/kWp)</b>	1.234	1.232

Infine, è interessante analizzare anche come la produzione annuale dell'impianto si distribuisce nelle ore della giornata. A tal fine, la produzione è stata suddivisa nelle fasce orarie della bolletta elettrica e i risultati sono mostrati in Tabella 15. Si può notare dal grafico di Figura 47 come l'energia sia prodotta per la maggior parte in fascia F1 dove

viene prodotto il 69,3% del totale; ciò è prevedibile in quanto tale fascia corrisponde alle ore diurne dei giorni lavorativi. Il restante 30,7% della produzione avviene nelle fasce F2 e F3 e corrisponde presumibilmente alla produzione dei giorni festivi in cui le ore diurne sono rappresentate dalla fascia F2 per il sabato, e dalla fascia F3 per la domenica.

Tabella 15: Produzione annuale del fotovoltaico, divisa per fasce di consumo

Produzione fotovoltaico	F1	F2	F3	Totale
kWh	85.545	19.820	18.049	123.414
%	69,3%	16,1%	14,6%	100%

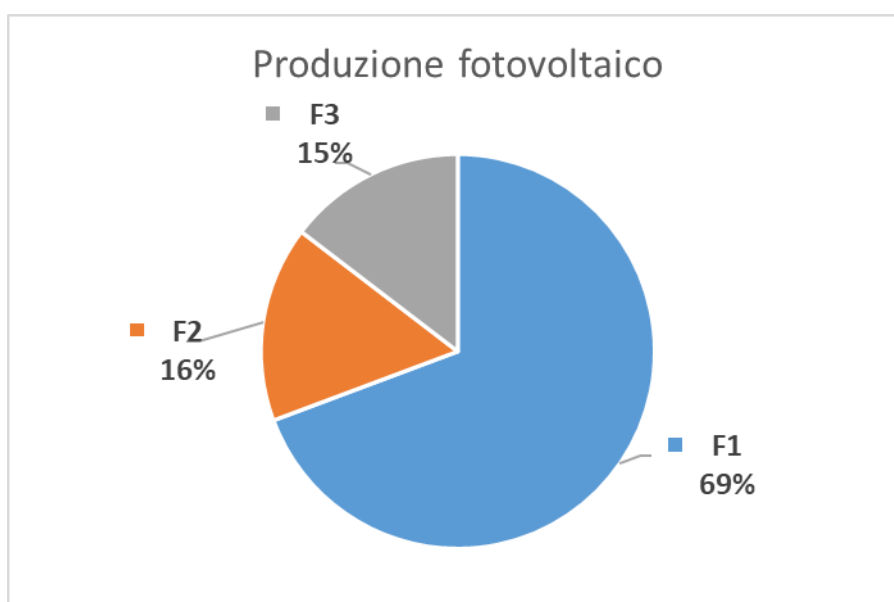


Figura 47: Produzione annuale del fotovoltaico, divisa per fasce di consumo

#### 4.4 Analisi energetica

Una volta note le caratteristiche e i dati relativi ai profili di carico dei membri della CER e alla produzione dell'impianto fotovoltaico è possibile analizzare i flussi energetici coinvolti nella CER, in particolare la quantità di energia condivisa oggetto di successiva valorizzazione ed incentivazione. A tal fine, sulla base dei valori orari precedentemente ricavati, è stato sviluppato un modello di calcolo che esegue il bilancio energetico orario della comunità per tutto l'arco dell'anno.



#### 4.4.1 Bilancio energetico orario della CER

Nei capitoli precedenti si è visto che la normativa definisce l'energia elettrica condivisa come “*il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati*”. In tal senso è anche bene ricordare che l'energia elettrica viene condivisa secondo uno schema di autoconsumo virtuale che prevede l'utilizzo della rete di distribuzione esistente. Quindi, l'energia può essere considerata condivisa solamente quando si verifica la contemporaneità, su base oraria, tra immissione in rete e prelievo da parte dei membri.

La CER oggetto della presente tesi è una configurazione relativamente semplice, composta da due membri: “ICAM Service”, il prosumer, e “BORA S.p.A.”, il consumer. Pertanto, i flussi energetici complessivamente coinvolti nella CER sono:

- Energia prodotta dall'impianto fotovoltaico  $E_{FV}$ ;
- Fabbisogno del prosumer “ICAM Service”  $E_{ICAM}$ ;
- Fabbisogno del consumer “BORA S.p.A.”  $E_{BORA}$ ;
- Energia oggetto di autoconsumo diretto, da parte del prosumer (“ICAM”)  $E_{auto}$ ;
- Energia immessa in rete dall'impianto fotovoltaico  $E_{imm}$ ;
- Energia condivisa  $E_{cond}$ .

Innanzitutto, incrociando il fabbisogno orario di “ICAM” e la produzione del fotovoltaico, si stima per ogni ora dell'anno  $h$  l'autoconsumo diretto del prosumer  $E_{auto,h}$ . A questo punto si calcola l'energia immessa  $E_{imm,h}$  in rete dall'impianto nell'ora  $h$  come differenza tra energia prodotta dal fotovoltaico e l'energia prelevata da “ICAM” per l'autoconsumo fisico:

$$E_{imm,h} = E_{FV,h} - E_{auto,h}$$

Nota l'energia immessa in rete  $E_{imm,h}$  ai fini della condivisione è possibile calcolare l'energia elettrica condivisa che, data la conformazione della CER in questione, è tutta a carico di un unico membro, ossia il consumer “BORA S.p.A.”. L'energia condivisa in ogni ora  $h$ , in base alla definizione data in precedenza, è pari al minimo per ogni ora  $h$  tra energia prelevata da “BORA” e l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto fotovoltaico:

$$E_{cond,h} = MIN(E_{imm,h}; E_{BORA,h})$$

In termini pratici, l'energia elettrica condivisa è pari fabbisogno orario totale di "BORA" se questo è inferiore all'energia immessa, altrimenti è pari all'energia immessa. In Tabella 16 si mostra, a titolo di esempio di quanto appena descritto, un bilancio orario giornaliero eseguito per la giornata del 27 giugno (domenica) con i valori, ora per ora, dei flussi energetici coinvolti all'interno della comunità.

Tabella 16: Bilancio energetico orario della CER del 27 giugno

Data	E <sub>ICAM</sub> [kWh]	E <sub>BORA</sub> [kWh]	E <sub>TOT</sub> [kWh]	E <sub>FV</sub> [kWh]	E <sub>auto</sub> [kWh]	E <sub>imm</sub> [kWh]	E <sub>cond</sub> [kWh]
27-giu 0:00	2,4	68,5	70,9	0,1	0,1	0,0	0,0
27-giu 1:00	2,3	67,4	69,7	0,1	0,1	0,0	0,0
27-giu 2:00	2,3	63,4	65,7	0,0	0,0	0,0	0,0
27-giu 3:00	2,3	57,9	60,2	0,0	0,0	0,0	0,0
27-giu 4:00	2,3	56,7	58,9	0,0	0,0	0,0	0,0
27-giu 5:00	2,3	52,6	54,9	0,2	0,2	0,0	0,0
27-giu 6:00	2,2	46,4	48,6	7,5	2,2	5,3	5,3
27-giu 7:00	2,2	48,7	50,9	20,3	2,2	18,2	18,2
27-giu 8:00	2,2	55,1	57,3	30,3	2,2	28,1	28,1
27-giu 9:00	2,2	55,3	57,5	45,4	2,2	43,2	43,2
27-giu 10:00	2,2	53,9	56,2	56,4	2,2	54,2	53,9
27-giu 11:00	2,2	50,1	52,2	66,7	2,2	64,6	50,1
27-giu 12:00	2,2	49,7	51,9	70,0	2,2	67,8	49,7
27-giu 13:00	2,1	48,2	50,4	70,5	2,1	68,3	48,2
27-giu 14:00	2,1	47,4	49,5	71,6	2,1	69,5	47,4
27-giu 15:00	2,1	46,5	48,7	65,9	2,1	63,8	46,5
27-giu 16:00	2,2	46,8	49,0	53,7	2,2	51,6	46,8
27-giu 17:00	2,2	42,1	44,3	39,9	2,2	37,7	37,7
27-giu 18:00	2,3	41,7	44,0	23,6	2,3	21,3	21,3
27-giu 19:00	2,4	39,2	41,6	11,4	2,4	9,0	9,0
27-giu 20:00	2,5	39,6	42,1	2,0	2,0	0,0	0,0
27-giu 21:00	2,5	45,2	47,8	0,0	0,0	0,0	0,0
27-giu 22:00	2,5	44,2	46,7	0,0	0,0	0,0	0,0
27-giu 23:00	2,5	44,9	47,4	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Totale [kWh]</b>	<b>54,5</b>	<b>1.211,6</b>	<b>1.266,2</b>	<b>635,7</b>	<b>33,2</b>	<b>602,5</b>	<b>505,4</b>

Prendiamo come riferimento le ore 9:00. Il primo passo è il calcolo dell'autoconsumo diretto. Il fabbisogno del prosumer è di 2,2 kWh e l'impianto fotovoltaico produce 45,4

kWh; di conseguenza, l'autoconsumo diretto è pari al tutto il fabbisogno di ICAM. I rimanenti 43,2 kWh vengono immessi in rete per la condivisione e, contestualmente, il fabbisogno del consumer ("BORA") è di 55,3 kWh. Quindi l'energia condivisa, essendo il minimo tra questi due valori, è pari a 43,2 kWh.

#### 4.4.2 Risultati

Il bilancio energetico orario della CER è stato eseguito per tutte le ore dell'anno ottenendo così i risultati sui flussi energetici complessivi relativi all'intero arco dell'anno. A tal fine, in Tabella 17 si riprendono brevemente le caratteristiche della Comunità Energetica Rinnovabile "ICAM-BORA", riguardanti i consumi annuali dei membri e l'impianto fotovoltaico.

Tabella 17: Costituenda CER

<b>Costituenda CER</b>	
<b>Fabbisogno prosumer (ICAM) [kWh]</b>	36.000,0
<b>Fabbisogno consumer (BORA) [kWh]</b>	2.464.096,5
<b>Fabbisogno totale CER [kWh]</b>	2.500.096,5
<b>Impianto fotovoltaico</b>	
<b>Potenza impianto [kWp]</b>	99,99
<b>Potenza pannelli [Wp]</b>	505
<b>Numero pannelli</b>	198
<b>Inclinazione moduli [°]</b>	0
<b>Latitudine [°]</b>	43,50

I risultati del bilancio energetico annuale della CER sono riportati in Tabella 18. Da questi si può osservare che, partendo da una produzione annuale di energia elettrica di 123,4 MWh/anno, il prosumer riesce a raggiungere ottimi valori di autoconsumo diretto, pari a circa 18.800 kWh/anno, grazie al quale riesce a coprire il 52,2% del proprio fabbisogno, evitando così di prelevare energia elettrica dalla rete. L'energia condivisa dipende esclusivamente dal consumer della CER, ossia "BORA S.p.A."; pertanto, per via dei processi fortemente energivori, il suo profilo di carico è caratterizzato da valori di consumo elevati. Questo permette di raggiungere buoni risultati in termini di energia elettrica condivisa, la quale è pari a circa 98.900 kWh/anno e corrisponde al 94,5% dell'energia elettrica immessa in rete.

Tabella 18: Bilancio energetico annuale della CER

Bilancio energetico CER "ICAM-BORA"	kWh/anno	%
<b>Produzione fotovoltaico</b>	123.414,2	
<b>Fabbisogno prosumer (ICAM)</b>	36.000,0	
- Autoconsumo diretto ICAM	18.801,6	52,2% del fabbisogno
- Prelievo da rete ICAM	17.198,4	47,8% del fabbisogno
<b>Energia elettrica immessa in rete</b>	104.612,6	
- Energia elettrica condivisa (BORA)	98.879,6	94,5% dell'immissione
- Energia elettrica non condivisa (BORA)	5.733,1	5,5% dell'immissione

I risultati appena descritti sono ancora più evidenti dai grafici di Figura 48 e Figura 49, in cui sono mostrati i bilanci energetici annuali, su base mensile, entrambe le utenze, considerate separatamente. Per quanto riguarda il prosumer, in Figura 48 si mette in evidenza la quota di autoconsumo diffuso rispetto alla quota di energia prelevata da rete, mentre per il consumer in Figura 49 si pone l'attenzione sulla porzione di energia elettrica condivisa rispetto all'energia elettrica normalmente prelevata da rete, ma non contabilizzata come condivisa.

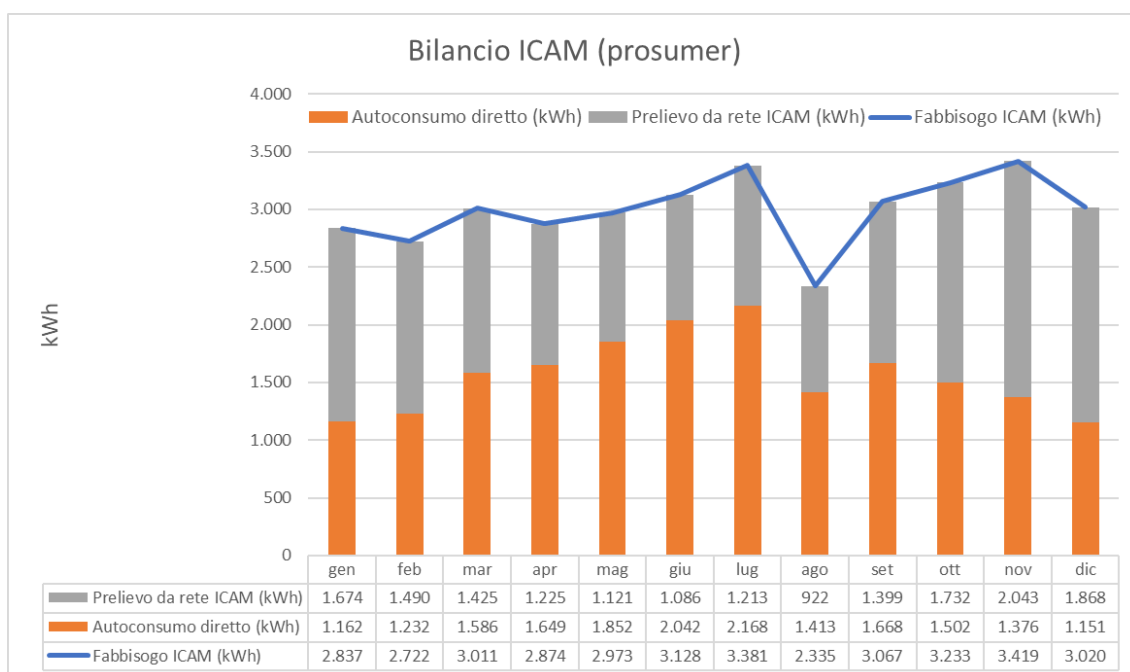
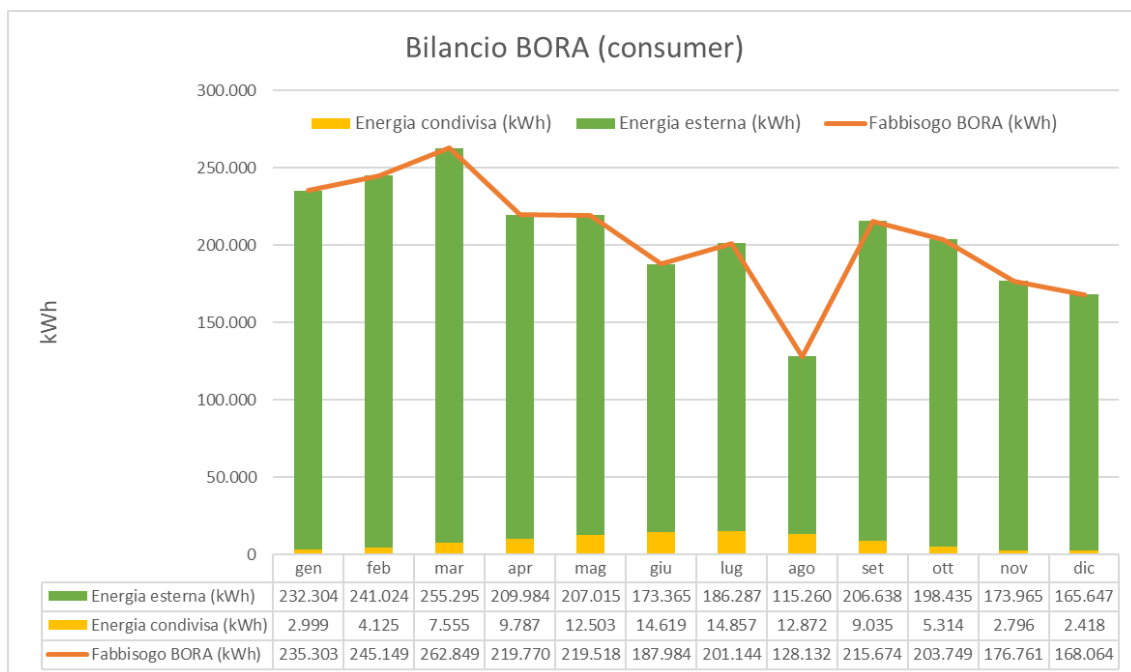
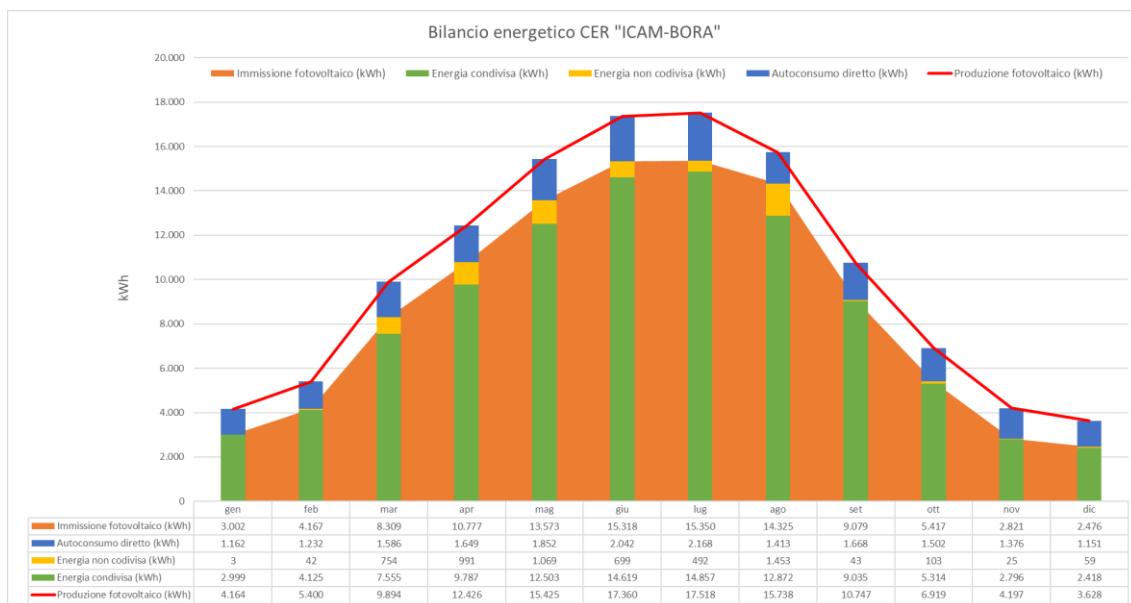


Figura 48: Bilancio energetico prosumer



*Figura 49: Bilancio energetico consumer*

Nel grafico di Figura 50 è rappresentato l'andamento annuale della produzione fotovoltaica assieme alla sua ripartizione nei flussi energetici precedentemente descritti. Si può notare come la quota di autoconsumo fisico si mantenga buona per tutto l'arco dell'anno. La stessa cosa si può dire in parte per l'energia condivisa, con la presenza però di piccole quote di energia elettrica che non viene condivisa, soprattutto nel periodo estivo, in quanto la produzione fotovoltaica e quindi l'energia immessa in rete sono maggiori. Ciò è dovuto in parte anche alle variazioni subite dai profili di carico in base al giorno della settimana o il periodo dell'anno in cui ci si trova. Questa mancata condivisione di energia elettrica può essere comunque considerata accettabile in quanto l'energia elettrica condivisa si mantiene su buoni valori per tutto l'arco dell'anno. Infatti, a giustificazione di questo, l'energia condivisa raggiunge, nel peggiore dei casi, una quota minima mensile pari all'89,9% dell'energia immessa in corrispondenza del mese di agosto.



*Figura 50: Bilancio energetico annuale della CER*

A tal proposito è interessante analizzare come varia il comportamento della comunità a livello giornaliero distinguendo tra giorni lavorativi e giorni festivi. A titolo di esempio si prendono i valori indicati in Tabella 19, relativi al 23 giugno e al 27 giugno, che sono rispettivamente un giorno lavorativo e un giorno festivo.

*Tabella 19: Bilancio energetico CER: confronto tra giorno lavorativo e festivo*

	23-giu (lavorativo)	27-giu (festivo)
<b>Produzione PV</b>	604,0 kWh	635,7 kWh
<b>Immissione in rete</b>	520,1 kWh	602,5 kWh
<b>Fabbisogno prosumer</b>	126,7 kWh	54,5 kWh
<b>Fabbisogno consumer</b>	9.276,7 kWh	1.211,6 kWh
<b>Autoconsumo diretto prosumer</b>		
<b>kWh</b>	84,0	33,2
<b>% del fabbisogno</b>	66%	61%
<b>Energia condivisa</b>		
<b>kWh</b>	520,1	505,4
<b>% dell'immissione</b>	100%	84%
<b>% del fabbisogno</b>	6%	42%

Innanzitutto si nota come, da un caso all'altro, il fabbisogno della CER cambia notevolmente sia come andamento del profilo di carico che come valori assoluti di consumo. Infatti, nei giorni festivi i consumi di entrambi i membri sono notevolmente più bassi con "ICAM", il prosumer, che ha un profilo di carico praticamente piatto e consumi

ridotti del 60%, e “BORA”, il consumer, che riduce il proprio fabbisogno di circa l’87% rispetto a un tipico giorno lavorativo. Questo è dovuto indubbiamente alla natura dei membri, i quali sono entrambi utenti industriali, tipicamente non attivi durante il fine settimana e le festività. D’altro canto, la produzione del fotovoltaico si mantiene più o meno sempre sugli stessi valori in quanto questa non è programmabile e dipende solamente dalle condizioni climatiche esterne; di conseguenza, varia il comportamento dei flussi energetici della CER. Per quanto riguarda il prosumer (“ICAM Service”), l’autoconsumo diretto nei giorni festivi è, come prevedibile, minore rispetto ai giorni lavorativi. Tuttavia, questa riduzione dell’autoconsumo è contestuale ad un’altrettanta riduzione dei consumi; perciò, la quota di fabbisogno coperta dall’autoconsumo diretto rimane pressoché la stessa mantenendosi, per i giorni in questione, intono al 60-65%. La diminuzione dell’autoconsumo nei giorni lavorativi si traduce anche in un aumento della quantità di energia in eccesso che viene poi immessa in rete ai fini della condivisione nella comunità. In tal senso è bene ricordare che l’energia elettrica condivisa è completamente a carico dell’altro unico membro della comunità, il consumer (“BORA S.p.A.”), per cui si possono fare le seguenti considerazioni. La riduzione dei consumi di “BORA” fa in modo che non sia possibile condividere tutta l’energia immessa in rete. Infatti, per i due giorni in questione la quota di energia elettrica condivisa è pari all’84% dell’immissione nel giorno festivo, mentre nel giorno lavorativo si condivide il 100% dell’energia immessa. D’altro canto, nei giorni festivi, grazie ai ridotti consumi, l’energia condivisa permette di soddisfare quasi la metà del fabbisogno del consumer, mentre nei giorni lavorativi la quota di fabbisogno coperta è sensibilmente più bassa a causa degli elevati consumi dei processi coinvolti.

Nei grafici di Figura 51 e Figura 52 si rappresentato i profili elettrici giornalieri su base oraria, rispettivamente per il giorno lavorativo e il giorno festivo appena presi in esempio. Da questi è ancora più evidente come sia importante e rilevante il peso del profilo di carico del consumer, “BORA S.p.A.”, sulle prestazioni e il comportamento della CER, in particolare sulla quota di energia condivisa. Infatti, questa nei giorni festivi subisce un calo che può essere comunque considerato accettabile in quanto la percentuale di condivisione si mantiene sempre su buoni valori.

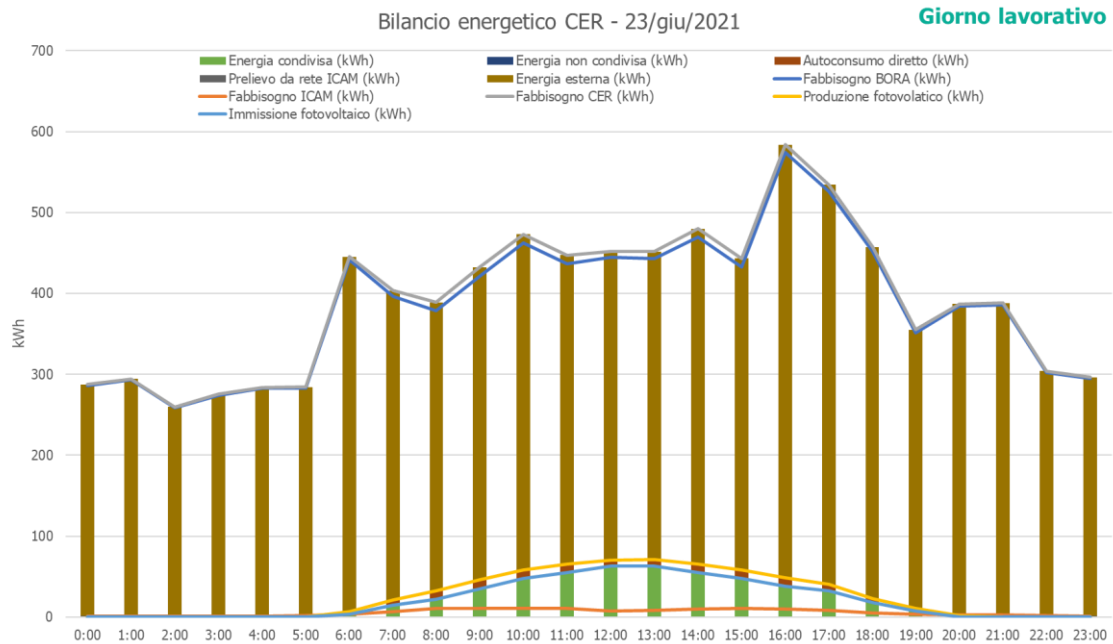


Figura 51: Bilancio energetico giornaliero: giorno lavorativo

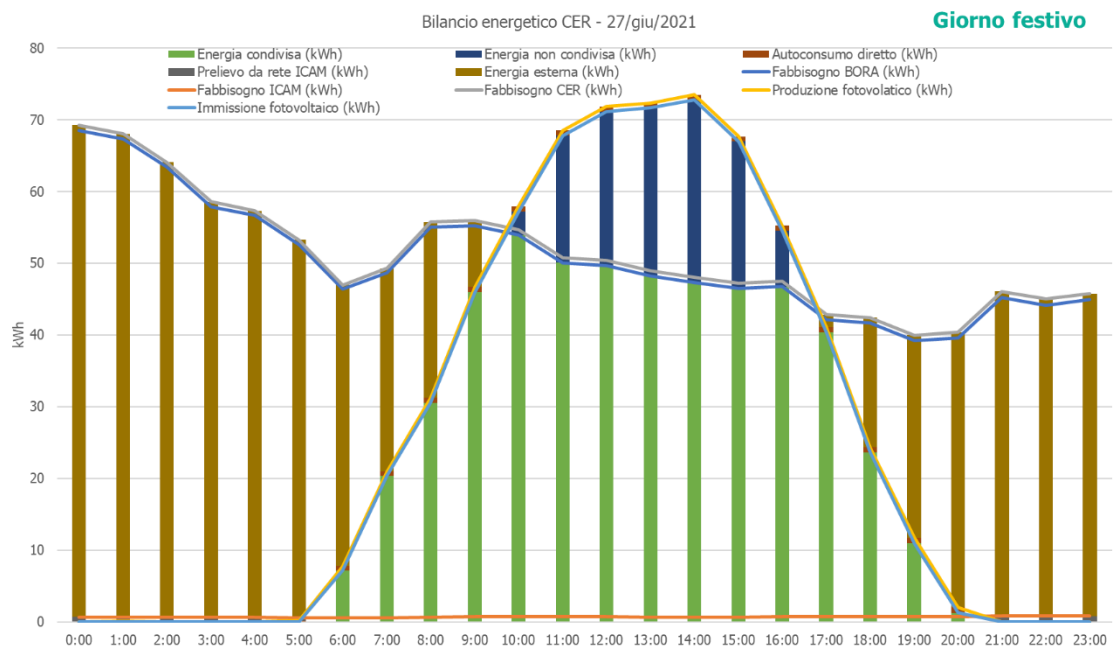


Figura 52: Bilancio energetico giornaliero: giorno festivo

Questo fa emergere un possibile limite della Comunità Energetica Rinnovabile “ICAM-BORA”: la forte dipendenza del comportamento della CER da un unico membro. Questo potrebbe essere risolto coinvolgendo nella CER, come possibile sviluppo futuro di quest’ultima, membri di tipo residenziale. Il tipico profilo di carico residenziale ha, infatti, caratteristiche opposte rispetto ad uno industriale, con carichi maggiormente concentrati



durante il fine settimana o le festività. In questo modo si avrebbe una CER ancor più equilibrata ed energeticamente efficiente, in cui nei giorni festivi la mancanza del carico di BORA verrebbe compensata dalla presenza di consumi legati agli utenti residenziali, permettendo così di mantenere ottimi valori di energia condivisa per l'arco di tutta la settimana.

## **4.5 Analisi tecnico-economica**

In questo paragrafo si utilizzano i risultati della precedente analisi energetica per valutare le prestazioni economiche della Comunità Energetica Rinnovabile "ICAM-BORA". Si esegue quindi un'analisi di fattibilità tecnico-economica per analizzare i possibili ricavi della CER, i benefici e la convenienza economica della configurazione proposta, attraverso l'elaborazione di un business plan operativo. A tal fine è stato ritenuto necessario distinguere tra prosumer e il consumer. Il primo utente, ovvero "ICAM Service", è colui che realizza l'investimento sull'impianto fotovoltaico del quale autoconsuma direttamente parte dell'energia elettrica prodotta per coprire il proprio fabbisogno. I benefici economici associati al prosumer sono relativi alla redditività dell'investimento che verrà valutata attraverso gli indicatori economici propri del metodo DCF (Discounted Cash Flow) e al risparmio diretto in bolletta dovuto all'autoconsumo fisico. Il secondo membro è "BORA S.p.A." che è un semplice consumatore finale di energia elettrica, il quale preleva normalmente energia elettrica dalla rete ed eventualmente permette di valorizzare quest'ultima come energia elettrica condivisa, oggetto di incentivazione. In questo caso il beneficio economico è definito dal risparmio annuo sulla spesa della bolletta elettrica.

### **4.5.1 Metodo DCF**

Il metodo DCF - Discounted Cash Flow è uno dei principali metodi utilizzati per la valutazione la redditività e la convenienza di un investimento. Il metodo si basa sulla stima dei futuri flussi di cassa attualizzati, i quali permettono di individuare una serie di indicatori economici relativi all'investimento sostenuto.

Il primo tra questi è il Valore Attuale Netto ( $VAN$ ) dell'investimento, definito come la somma algebrica del costo di investimento iniziale  $I$  e dei flussi di cassa netti  $CFN_k$  durante la durata dell'investimento, attualizzati attraverso il tasso di interesse  $i$ :

$$VAN = -I + \sum_{k=1}^N \frac{CFN_k}{(1+i)^k}$$

dove:

- $N$  è la vita utile dell'investimento (anni);
- $I$  è l'investimento iniziale (€);
- $CFN_k$  sono i flussi di cassa netti all'anno  $k$ ;
- $i$  è il tasso di sconto o di interesse dell'investimento.

Il VAN misura la redditività dell'investimento iniziale in quanto rappresenta il valore totale dei flussi di cassa al termine della vita utile dell'investimento stesso.

Il tasso interno di rendimento, anche detto Internal Rate of Return ( $IRR$ ), è definito come il tasso di sconto  $i$  tale per cui la somma algebrica dei flussi di cassa è pari all'investimento; in altre parole, è il tasso di interesse  $i$  che annulla il VAN al termine della durata dell'investimento:

$$-I + \sum_{k=1}^N \frac{CFN_k}{(1+i)^k} = 0$$

Dal punto di vista pratico, l'IRR rappresenta il massimo valore del tasso di interesse che l'azienda è in grado di fronteggiare senza subire perdite. Tanto più il valore dell'IRR è elevato, tanto più l'investimento è positivo; pertanto, l'IRR può essere considerato come una misura della rischiosità dell'investimento e di accettabilità del progetto.

L'ultimo indicatore economico è il periodo di recupero del capitale o Payback Period ( $PBP$ ) che indica il tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale. Il  $PBP$  corrisponde all'anno  $k$  tale per cui il  $VAN$  è uguale a zero secondo la relazione:

$$VAN = -I + \sum_{k=1}^N \frac{CFN_k}{(1+i)^k} = 0 \Rightarrow k = PBP$$

Il PBP permette quindi di misurare facilmente e in modo immediato la rapidità di rientro del capitale investito.

## 4.5.2 Definizione del business model

Per prima cosa è necessario definire il modello economico su cui si basa la CER, stabilendo i costi e i ricavi coinvolti nella configurazione e come questi vengono gestiti ai fini dell'analisi economica.

### 4.5.2.1 Costi

I costi della comunità si suddividono in costi di investimento (CAPEX) e costi operativi o di gestione (OPEX). I primi sono associati a tutte le spese necessarie per la realizzazione della configurazione, in particolare dell'impianto fotovoltaico, mentre i secondi sono costi che si ripetono e vengono sostenuti durante il funzionamento della CER con una certa frequenza. I costi d'investimento, CAPEX, e i costi operativi, OPEX, utilizzati per l'analisi del presente caso studio sono riepilogati in Tabella 20. Tutte le analisi sono state effettuate al netto dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA).

Tabella 20: Costi d'investimento (CAPEX) e costi operativi (OPEX) della CER

CAPEX	
Costo specifico FV (€/kWp)	1.200,00 €
- progettazione e prestazioni tecniche	8,0%
<b>Investimento totale iniziale FV</b>	<b>129.587,04 €</b>
OPEX	
O&M annuale (€/anno)	1.500,00 €
Costo inverter	1.500,00 €
Sostituzione inverter	9.900,00 €
- numero inverter	5
- dopo anni	10
Gestione CER (€/anno)	2.000,00 €

Si può osservare che per l'impianto fotovoltaico è stato considerato un costo di investimento per unità di potenza pari a 1.200 €/kWp, valore che aggrega tutte le varie voci di costo legate all'impianto riguardanti il prezzo dei moduli, degli inverter, delle strutture di supporto dei moduli e dei lavori di installazione. A questi si aggiunge un

ulteriore costo, pari all'8% del totale, che tiene conto delle prestazioni tecniche propedeutiche alla realizzazione dell'impianto (progettazione, direzione tecnica, ...). Complessivamente si ottiene così un costo di investimento iniziale pari a 129.587 €.

Per i costi operativi sono state individuate tre voci di costo. Il primo è il costo di funzionamento e di manutenzione annuale, uguale a 1.500 €/anno. Il secondo è il costo sostenuto per la sostituzione dell'inverter, che, considerando di avere 5 inverter, dal costo di 1.500 € l'uno, da sostituire ogni dieci anni, è pari a 9.900 €. Infine, l'ultimo costo operativo è legato alla gestione annuale della CER che comprende ad esempio la gestione dei rapporti con il GSE, dei rapporti tra i membri e della ripartizione degli incentivi. Quest'ultimo è stato considerato pari a 2.000 €/anno.

#### **4.5.2.2 Ricavi**

Come già descritto nei capitoli precedenti, i ricavi e i benefici economici di una CER derivano da tre voci:

- Il ristoro ARERA sull'energia elettrica condivisa introdotto per gli evitati costi di gestione della rete;
- Gli incentivi definiti dal MiSE, sempre sull'energia elettrica condivisa;
- La valorizzazione e remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete, venduta tramite il servizio di Ritiro Dedicato o al mercato libero.

Inoltre, nel caso del prosumer si aggiunge un ulteriore beneficio economico legato ai risparmi in bolletta generati dall'autoconsumo fisico.

La CER "ICAM-BORA", oggetto di questa trattazione, è stata analizzata alla luce del quadro incentivante relativo alla normativa italiana transitoria secondo cui è previsto dal MiSE un incentivo pari a 110 €/MWh e un contributo ARERA pari a 8,37 €/MWh (dati 2022). Entrambi i contributi si applicano sulla quota di energia elettrica condivisa e vengono erogati dal GSE per una durata di 20 anni.

Il prezzo di vendita dell'energia al Ritiro Dedicato o al mercato libero, invece, non si può conoscere a priori in quanto questo dipende dal Prezzo Zonale Orario che si stabilisce al Mercato del Giorno Prima (MGP). Per avere una stima di tale valore è utile analizzare l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN), rappresentato per l'anno 2022 nel grafico di Figura 53 [39]. Si può osservare come il prezzo dell'energia sia aumentato rispetto ai valori a cui si era abituati in passato a causa della crisi energetica dovuta alla

pandemia di COVID-19 e alla situazione geopolitica russo-ucraina. Il valor medio del PUN nel 2022 è di 303,10 €/MWh. Tuttavia, questo valore è il risultato di un andamento caratterizzato da oscillazioni di prezzo molto marcate con valori minimi di circa 200 €/MWh e massimi di quasi 600 €/MWh. Per questo risulta difficile fare delle stime e delle previsioni sull'andamento futuro e per l'analisi economica di questa trattazione è stato considerato un prezzo di vendita pari a 100 €/MWh, facendo così un'ipotesi più conservativa rispetto ai valori attuali che sono di gran lunga superiori.

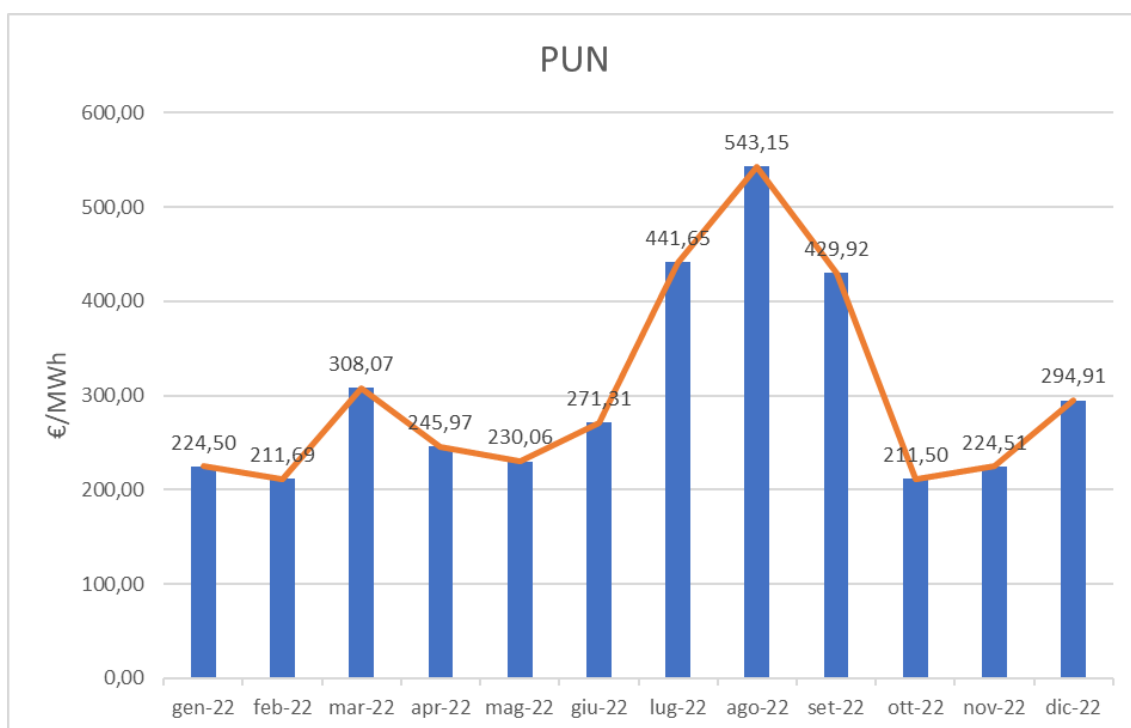


Figura 53: Andamento del PUN nel 2022 [39]

In Tabella 21 sono indicati i contributi appena descritti, che sono utilizzati nel successivo bilancio economico della Comunità Energetica “ICAM-BORA”.

Tabella 21: Incentivi e corrispettivi economici

Contributi CER	
Valorizzazione RID (€/MWh)	100
Contributo MiSE (€/MWh)	110
Contributo ARERA (€/MWh)	8,37

A tal proposito è bene definire con quali modalità i ricavi derivanti da questi contributi vengano distribuiti all'interno della CER. Per la comunità energetica in questione è stato

adottato un modello economico che si basa sulla netta distinzione tra prosumer e consumer. Infatti, il prosumer, “ICAM Service”, è colui che si fa carico dei costi d’investimento sull’impianto fotovoltaico, mentre il consumer, “BORA S.p.A.”, è un semplice consumatore, ossia un membro della comunità che preleva normalmente energia elettrica dalla rete eventualmente valorizzata e contabilizzata come energia elettrica condivisa. Alla luce di questo, è evidente come parte dei ricavi della comunità debbano essere riservati al ritorno economico dell’investimento garantendo al prosumer una certa redditività di quest’ultimo. Allo stesso tempo però bisogna assicurare al consumer un beneficio economico in termini di risparmio sulla spesa della bolletta elettrica. Occorre quindi trovare un giusto compromesso tra questi due aspetti. In tal senso, secondo i punti chiave delle Comunità Energetiche Rinnovabili, ognuno è libero di scegliere liberamente le regole di ripartizione degli incentivi. La soluzione ipotizzata per la CER “ICAM-BORA” prevede per prima cosa che i ricavi ottenuti dalla vendita dell’energia al Ritiro Dedicato spettino interamente al prosumer, “ICAM Service”, destinandoli così al ritorno economico dell’investimento. Per quanto riguarda gli incentivi sull’energia condivisa è stato deciso di considerare separatamente il ristoro ARERA e la tariffa premio del MiSE. Il primo prevede il rimborso degli evitati oneri di sistema per i membri che autoconsumano energia in maniera virtuale; pertanto, è stato stabilito che questo vada destinato al 100% al consumer, “BORA S.p.A.”. Il discorso è differente per la tariffa premio del MiSE per la quale è stata definita un percentuale di ripartizione tra prosumer e consumer come rapporto tra ricavi destinati al consumer e ricavi totali. Nello specifico, è stata stabilito che il 20% dei ricavi derivanti dall’incentivo del MiSE spetti a “BORA S.p.A.”, traducendosi così in risparmio economico in bolletta, mentre il rimanente 80% spetti a “ICAM” per il ritorno economico dell’investimento.

### **4.5.3 Risultati**

Una volta noti i costi e i ricavi della comunità è possibile procedere l’analisi energetica della CER.

Innanzitutto, si calcolano i ricavi totali della comunità, su base annuale. Conoscendo dalla precedente analisi energetica i valori dei vari flussi energetici si ottengono le voci di ricavo riepilogate in Tabella 22. Si può notare che dalla vendita dell’energia elettrica tramite in Ritiro Dedicato si ottiene un ricavo annuale di circa 10.500 € e

dall'incentivazione dell'energia elettrica condivisa si ricavano circa 10.900 €/anno dal corrispettivo del MiSE e 830 €/anno da contributo ARERA, per un totale di circa 11.700 €/anno. Complessivamente i ricavi totali della CER, come somma dei precedenti, sono pari a circa 22.200 €/anno.

Tabella 22: Ricavi della CER

Ricavi	Energia [kWh]	Corrispettivo unitario [€/kWh]	Totale
<b>Energia elettrica immessa in rete</b>			
Valorizzazione RID	104.613	0,100 €	<b>10.461,26 €</b>
<b>Energia elettrica condivisa</b>			
Contributo MiSE	98.880	0,110 €	<b>10.876,75 €</b>
Contributo ARERA	98.880	0,008 €	<b>827,62 €</b>
<b>Totale</b>	<b>98.880</b>	<b>0,118 €</b>	<b>11.704,38 €</b>
<b>Autoconsumo diretto prosumer</b>			
Risparmio prosumer	18.802	0,15 €	<b>2.820,24 €</b>

Come si evidenzia in Figura 54, la remunerazione dell'energia attraverso il Ritiro Dedicato ha un'incidenza del 47% sui ricavi totali e la valorizzazione dell'energia condivisa incide per il restante 53%.

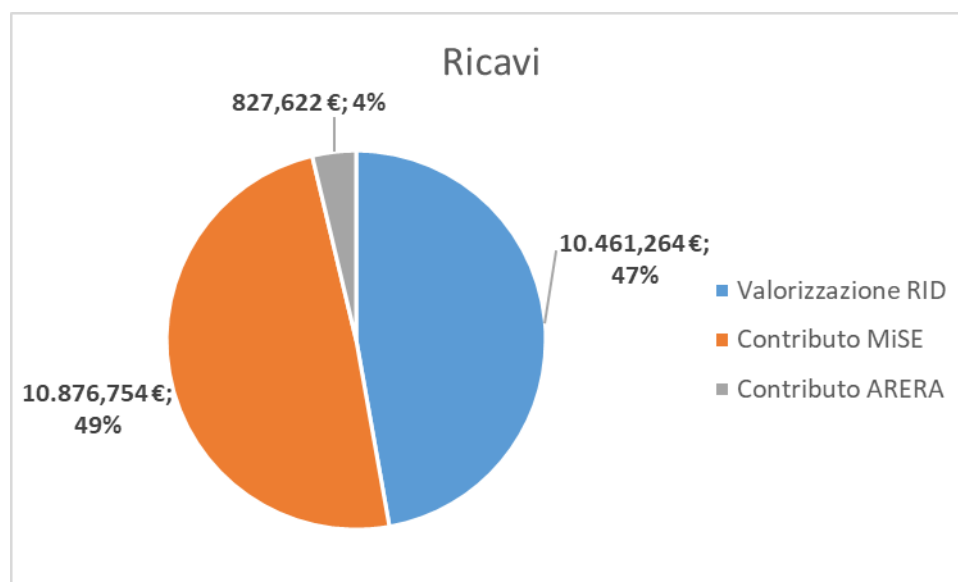


Figura 54: Ricavi della CER

I suddetti contributi vengono ripartiti tra i membri della comunità secondo le regole descritte in precedenza, ovvero destinando il 100% dei ricavi dalla vendita dell'energia

al prosumer (“ICAM”), il 100% del contributo ARERA al consumer (“BORA”) e ripartendo la tariffa premio del MiSE tra i due, riservando il 20% di questa al consumer e il restante 80% al prosumer. In termini pratici questo si traduce nei valori indicati in Tabella 23. Al prosumer spettano complessivamente circa 19.200 €/anno che è la quota destinata al ritorno economico dell’investimento, mentre il consumer riceve 3.000 €/anno grazie ai quali ottiene un risparmio sulla spesa annua della bolletta.

Tabella 23: Ridistribuzione dei contributi tra i membri della CER

Membri	Valorizzazione RID	Contributo MiSE	Contributo ARERA	Totale
ICAM (prosumer)	10.461,26 €	8.701,40 €	-	19.162,67 €
BORA (consumer)	-	2.175,35 €	827,62 €	3.002,97 €
<b>Totale</b>	<b>10.461,26 €</b>	<b>10.876,75 €</b>	<b>827,62 €</b>	<b>22.165,64 €</b>

#### 4.5.3.1 Analisi DCF

La redditività dell’investimento fatto sull’impianto fotovoltaico viene valutata calcolando, sulla base dei costi e dei ricavi appena definiti, gli indici economici del metodo DCF. Ipotizzando un tasso di attualizzazione pari al 3% e una durata dell’investimento pari alla durata dell’erogazione degli incentivi, ossia 20 anni, si ottengono i risultati indicati in Tabella 24.

Tabella 24: Risultati dell’analisi economica

<b>RISULTATI</b> <b>(Ripartizione 20%; PUN=100 €/MWh; i=3%)</b>	
<b>Payback Time (anni)</b>	8,3
<b>Payback Time [3,00%] (anni)</b>	10,3
<b>VAN (3,00%; 20 anni)</b>	96.067 €
<b>IRR di progetto (20 anni)</b>	10,0%
<b>VAN/Investimento</b>	74,1%

L’investimento ha un tempo di ritorno di 10 anni e il VAN al termine dei 20 anni è pari al 74% dell’investimento iniziale. L’IRR, il tasso interno di rendimento, è pari al 10%, evidenziando la relativamente bassa rischiosità dell’investimento. Infatti, questo valore rappresenta il target che tipicamente si cerca di mantenere per investimenti di questo tipo. Nel grafico di Figura 55 è rappresentato l’andamento del flusso di cassa dove si conferma quanto appena detto. È evidente come ogni anno si ripetano sempre gli stessi costi dovuti alla manutenzione e alla gestione della CER, tranne che per decimo anno in cui avviene



anche la sostituzione degli inverter. Questi costi sono compensati e ripagati, anno per anno, dai ricavi provenienti dalla CER che sono, come visto in precedenza, dati dalla somma tra la i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia e parte degli incentivi sull'energia condivisa. Il flusso di cassa si annulla proprio in corrispondenza dei 10 anni che corrisponde al valore del Payback Period (PBP), ossia il tempo che il prosumer impiega a recuperare l'investimento iniziale.

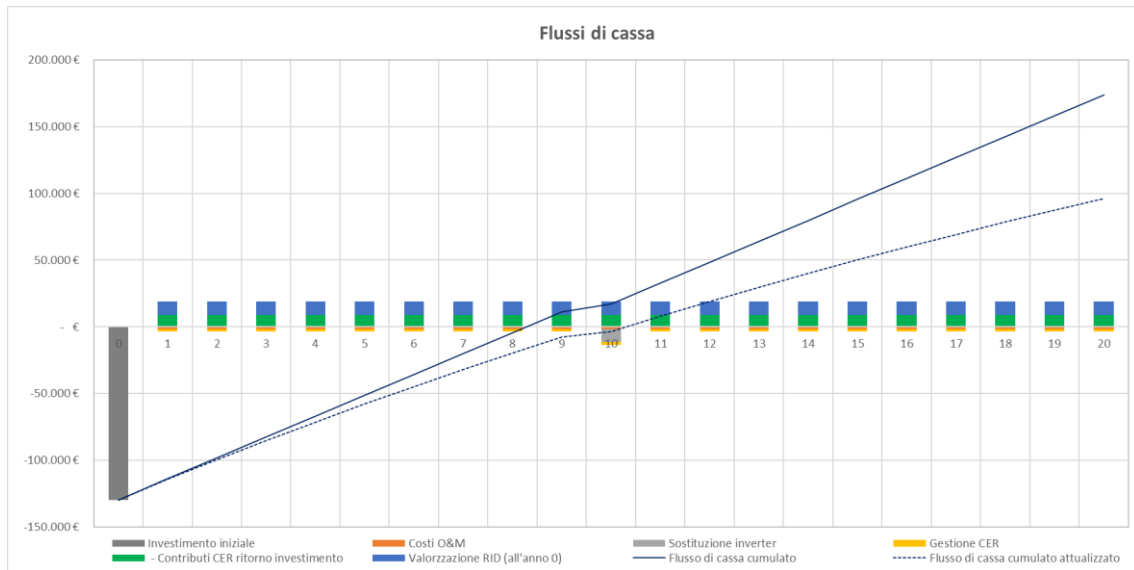


Figura 55: Andamento del flusso di cassa

#### 4.5.3.2 Risparmio dei membri

I membri della CER ottengono un risparmio economico sul valore annuo della bolletta. In tal senso occorre però distinguere tra prosumer e consumer per cui sono mostrati i risultati in Tabella 25.

Tabella 25: Risparmi in bolletta dei membri della CER

Risparmio membri (ripartizione 20%)				
Membri	Contributi totali	Consumi [kWh/anno]	Risparmio	Risparmio %
ICAM (prosumer)	2.820,24 €	36.000	7,83 c€/kWh	52,2%
BORA (consumer)	3.002,97 €	2.464.097	0,12 c€/kWh	0,8%
<b>Totale</b>	<b>5.823,21 €</b>	<b>2.500.097</b>	<b>3,98 c€/kWh</b>	<b>26,5%</b>

Il prosumer ottiene un risparmio diretto in bolletta legato all'autoconsumo fisico di parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Infatti, ipotizzando una tariffa elettrica

di riferimento di 0,15 €/kWh, l'autoconsumo permette al prosumer ("ICAM Service") di evitare una spesa di circa 2.800 €/anno che corrisponde ad un risparmio del 52% rispetto al caso in cui si prelevasse normalmente energia dalla rete.

Il consumer, invece, autoconsuma energia in maniera virtuale secondo cui continua normalmente a prelevare energia elettrica da rete e a pagare regolarmente la bolletta. Il risparmio in questo caso è definito dai contributi derivanti dall'energia condivisa che, a seguito della ripartizione definita in precedenza, sono pari a 3.000 €/anno, corrispondenti a un risparmio dello 0,8% sulla spesa annua della bolletta. Complessivamente, i risparmi medi in bolletta della CER sono del 26,5%.

#### 4.5.4 Analisi di sensibilità

I risultati presentati in precedenza sono stati ottenuti mantenendo costanti determinati valori dei parametri energetici ed economici. È interessante analizzare come cambia il comportamento della CER al variare di questi parametri. A tal fine è stata eseguita un'analisi di sensibilità valutando la variabilità dei risultati in funzione di due parametri: la percentuale di ripartizione degli incentivi e il PUN.

Per quanto riguarda la ripartizione degli incentivi si potrebbe pensare di aumentare la percentuale di contributi spettanti al prosumer, ossia "BORA S.p.A.", il quale raggiungerebbe così un maggiore risparmio economico in bolletta. Si ottengono i risultati riepilogati in Tabella 26.

Tabella 26: Analisi economica al variare della ripartizione degli incentivi

Risultati (PUN=100 €/MWh; i=3%)				
Ripartizione consumer	Payback Period [anni]	Risparmio BORA (consumer)		
20%	10,3	3.002,97 €	0,12 c€/kWh	0,8%
30%	11,2	4.090,65 €	0,17 c€/kWh	1,1%
40%	12,3	5.178,32 €	0,21 c€/kWh	1,4%
50%	13,6	6.266,00 €	0,25 c€/kWh	1,7%
60%	15,3	7.353,67 €	0,30 c€/kWh	2,0%
70%	17,4	8.441,35 €	0,34 c€/kWh	2,3%
80%	>20	9.529,03 €	0,39 c€/kWh	2,6%

Aumentando la quota di incentivo distribuito al consumer cresce il beneficio economico di quest'ultimo. Tuttavia, allo stesso tempo diminuisce il contributo riservato al prosumer

e al ritorno economico dell'investimento. Questo si traduce in tempi di ritorno sempre più alti fino a quando, ad una percentuale di condivisione dell'80%, il Payback Period risulta essere maggiore di 20 anni, ossia la durata dell'investimento.

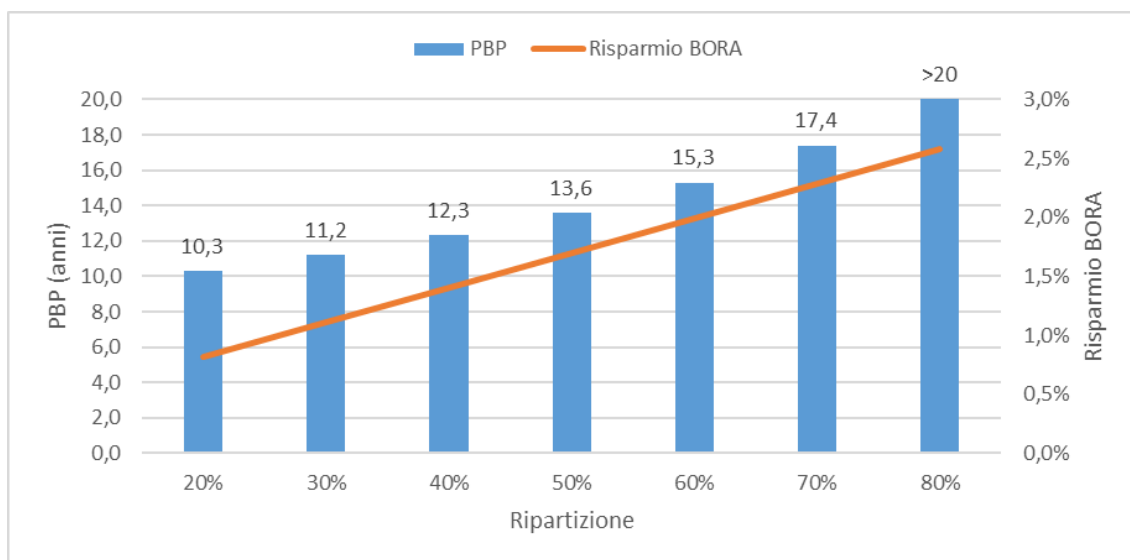


Figura 56: Andamento del PBP e dei risparmi al variare della ripartizione degli incentivi

Come visto nei paragrafi precedenti, il Prezzo Zonale Orario (PUN) determina il prezzo a cui l'energia elettrica immessa in rete viene venduta, influenzando così anche la redditività dell'investimento fatto sull'impianto fotovoltaico. Tuttavia, nell'ultimo periodo il PUN ha un andamento estremamente variabile e incerto e risulta essere difficile da prevedere. In tal senso è interessante tener conto di questo all'interno dell'analisi economica della CER. Per prima cosa è stato valutato come varia la redditività e la rischiosità dell'investimento per quattro diversi valori del PUN, mantenendo in questo caso una percentuale di ripartizione costante pari al 20%. I risultati sono mostrati in Tabella 27.

Tabella 27: Payback Period e IRR al per diversi valori del PUN

Risultati (Ripartizione 20%; i=3%)		
PUN	Payback Period [anni]	IRR
50 €/MWh	16,9	4,5%
100 €/MWh	10,3	10,0%
150 €/MWh	7,0	14,8%
200 €/MWh	5,5	19,3%

Tanto maggiore è il PUN, tanto maggiore sarà la remunerazione dell'energia elettrica venduta e, di conseguenza, diminuiscono il tempo di ritorno dell'investimento e la sua rischiosità come indicano rispettivamente il Payback Period (PBP) e il tasso interno di rendimento (IRR). Ciò è evidente anche dai valori dei flussi di cassa indicati in Tabella 28, e dal loro andamento rappresentato in Figura 57.

Tabella 28: Flussi di cassa per diversi valori del PUN

<b>Risultati (Ripartizione 20%; i=3%)</b>				
<b>Anno</b>	<b>PUN 50 €/MWh</b>	<b>PUN 100 €/MWh</b>	<b>PUN 150 €/MWh</b>	<b>PUN 200 €/MWh</b>
0	-129.587 €	-129.587 €	-129.587 €	-129.587 €
1	-119.459 €	-114.381 €	-109.302 €	-104.224 €
2	-109.626 €	-99.617 €	-89.608 €	-79.600 €
3	-100.079 €	-85.283 €	-70.488 €	-55.693 €
4	-90.810 €	-71.367 €	-51.925 €	-32.482 €
5	-81.811 €	-57.857 €	-33.902 €	-9.947 €
6	-73.075 €	-44.739 €	-16.404 €	11.931 €
7	-64.593 €	-32.004 €	584 €	33.172 €
8	-56.357 €	-19.640 €	17.077 €	53.795 €
9	-48.362 €	-7.636 €	33.090 €	73.817 €
10	-47.966 €	-3.348 €	41.271 €	85.889 €
11	-40.430 €	7.967 €	56.364 €	104.761 €
12	-33.113 €	18.953 €	71.018 €	123.084 €
13	-26.009 €	29.618 €	85.246 €	140.873 €
14	-19.113 €	39.973 €	99.059 €	158.144 €
15	-12.417 €	50.026 €	112.469 €	174.912 €
16	-5.916 €	59.787 €	125.489 €	191.192 €
17	396 €	69.263 €	138.130 €	206.997 €
18	6.524 €	78.463 €	150.403 €	222.342 €
19	12.473 €	87.395 €	162.318 €	237.240 €
20	18.249 €	96.067 €	173.886 €	251.705 €

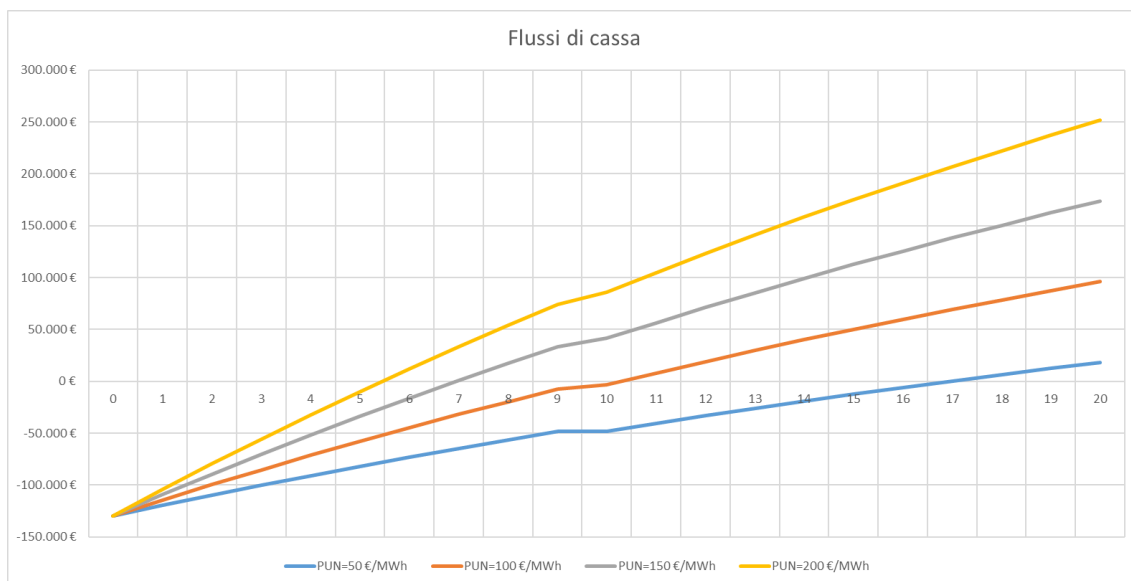


Figura 57: Andamento dei flussi di cassa per diversi valori del PUN

È interessante anche valutare gli effetti dell'eventuale variabilità del PUN durante la vita dell'investimento. Ipotizzando una variabilità annua del +10% e del -10%, si ottengono i risultati in Tabella 29:

Tabella 29: Analisi economica con variabilità annua del PUN

<b>RISULTATI (Ripartizione 20%; PUN=100 €/MWh)</b>	<b>PUN costante</b>	<b>PUN +10%/anno</b>	<b>PUN -10%/anno</b>
<b>Payback Time (anni)</b>	8,3	6,7	12,2
<b>Payback Time [3,00%] (anni)</b>	10,3	7,5	16,1
<b>VAN (3,00%; 20 anni)</b>	96.067 €	347.650 €	15.485 €
<b>IRR di progetto (20 anni)</b>	10,0%	17,4%	4,5%
<b>VAN/Investimento</b>	74,1%	268,3%	11,9%

Il grafico mostrato da Figura 58 raffigura l'andamento dei flussi di cassa nei tre diversi casi:

- PUN costante;
- PUN variabile del +10% all'anno;
- PUN variabile del -10% all'anno.

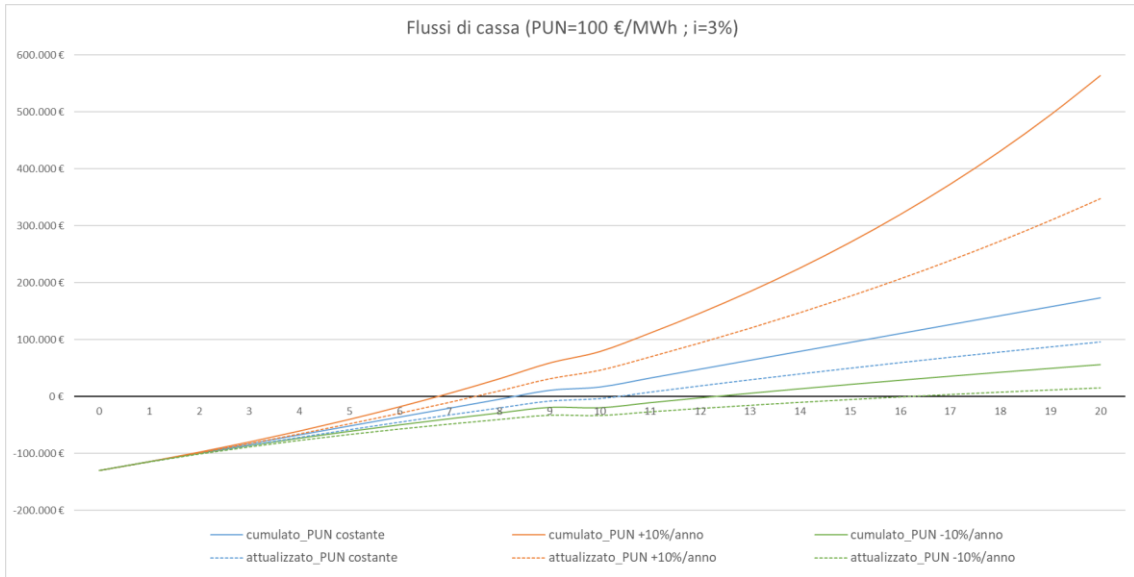


Figura 58: Flussi di cassa con variabilità annua del PUN

## Conclusioni

Il presente lavoro di tesi si è posto l'obiettivo di analizzare le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), che si propongono come un nuovo modo di produrre e consumare energia, basato sulla collaborazione di più utenti finali, i quali condividono energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili. L'elaborato svolto si è focalizzato sull'individuare le opportunità offerte dalla diffusione di queste configurazioni all'interno del sistema energetico nazionale, definendo le possibili modalità per favorire lo sviluppo di nuovi modelli di business, più sostenibili, che offrano benefici ambientali, economici e sociali a chi ne usufruisce, in linea con i principi della transizione energetica.

A tal fine è stata ripercorsa l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio, a partire dalle direttive dell'Unione Europea fino a come queste sono state recepite nel contesto nazionale italiano. È stato poi sviluppato uno strumento per la simulazione delle performance energetiche ed economiche di una CER. Successivamente è stato valutato il caso studio reale della "Comunità Energetica Rinnovabile ICAM-BORA", situata nel comune di Maiolati Spontini in provincia di Ancona, di cui sono stati eseguiti lo studio preliminare e l'analisi di fattibilità tecnico-economica secondo le modalità previste dalla normativa italiana transitoria, e analizzandone poi i risultati.

Lo studio è partito dall'analisi energetica della comunità, in cui sono stati valutati i profili di consumo elettrici dei membri e la produzione dell'impianto fotovoltaico, per il successivo bilancio energetico orario e il calcolo dei flussi energetici coinvolti. L'impianto fotovoltaico è stato dimensionato attraverso il software "SolarEdge Designer" e ha una potenza nominale pari a 99,99 kWp. L'andamento dei profili di consumo è stato ottenuto su base oraria per tutti i dodici mesi dell'anno. La stessa cosa è stata fatta per la produzione dell'impianto fotovoltaico, che è stata stimata, ora per ora, utilizzando le relazioni indicate dalla norma CEI 82-25. In questo modo è stato possibile eseguire il bilancio energetico orario della comunità per tutto l'arco dell'anno e simulare il comportamento dei vari flussi energetici, incrociando, per ogni ora dell'anno, i dati di produzione e di consumo. Sulla base dei valori ottenuti e del meccanismo incentivante in

vigore, è stata poi svolta un'analisi economica per valutare la redditività dell'investimento e i benefici economici dei membri della comunità.

I risultati conseguiti confermano il potenziale delle Comunità Energetiche Rinnovabili e come queste siano un'ottima opportunità da cogliere e sviluppare fin da subito. A giustificazione di questo, è stato osservato che:

- Le Comunità Energetiche Rinnovabili offrono indubbi vantaggi dal punto di vista ambientale e della transizione energetica, promuovendo la diffusione delle fonti rinnovabili sul territorio. Inoltre, il cittadino diventa parte integrante del sistema energetico e acquisisce maggiore consapevolezza sul proprio modo di consumare energia, assumendo a riguardo comportamenti energeticamente più virtuosi;
- Le CER, come modello energetico, funzionano bene e garantiscono ottime performance energetiche. I soggetti che partecipano come prosumer hanno infatti la possibilità di coprire il proprio fabbisogno tramite l'autoconsumo diretto dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili, grazie anche a eventuali sistemi d'accumulo. Allo stesso tempo i consumer soddisfano parte dei propri consumi attraverso l'energia condivisa all'interno della comunità secondo lo schema di autoconsumo virtuale;
- Gli incentivi sull'energia elettrica condivisa, in aggiunta alla remunerazione derivante della vendita dell'energia immessa in rete, offrono possibilità di investimento interessanti, con ottimi tempi di ritorno e una buona redditività. Inoltre, gli incentivi permettono ai membri della comunità di godere di ulteriori benefici economici, in termini di risparmio sul costo della bolletta elettrica. In tal caso è bene distinguere tra prosumer e consumer. Il primo, oltre alla redditività dell'investimento, ottiene un risparmio diretto in bolletta per via dell'autoconsumo fisico. Il consumer, che continua a pagare normalmente la bolletta, ottiene un risparmio indiretto sul costo di quest'ultima, ossia una sorta di rimborso, derivante dagli incentivi sull'energia condivisa.

È anche possibile notare come le Comunità Energetiche Rinnovabili siano un ecosistema molto ampio ed esteso, che coinvolge e integra più settori tra loro, che spaziano dall'energia al digitale, fino ad aspetti di carattere giuridico ed economico. Ciò introduce un certo grado di complessità. Tuttavia, non è stata riscontrata la presenza di fattori puramente negativi, ma solo di alcuni elementi di incertezza dovuti al fatto che le CER



sono una novità, ancora in fase di studio, con un quadro normativo tutt'oggi non definitivo. Infatti, sono emersi dei temi ancora non completamente risolti, talvolta di complessa e incerta interpretazione, che aprono a molteplici scenari, i quali verranno sicuramente chiariti e raffinati in futuro, con l'aumentare dell'esperienza. A tal proposito, si può osservare che:

- Per ottimizzare le prestazioni della CER occorre trovare, caso per caso, la combinazione ottimale tra taglia dell'impianto e profili di carico della comunità, individuando il bacino di utenze ideale, che permette di massimizzare l'autoconsumo, l'energia condivisa e gli incentivi. In generale il giusto mix di utenze è quello coinvolge sia utenti industriali che utenti residenziali, poiché questi hanno caratteristiche contrapposte e complementari. In questo modo si otterrebbe una comunità caratterizzata da un'ottima flessibilità, che si comporta bene in qualsiasi situazione;
- Le CER si basano sulla partecipazione libera e volontaria, secondo cui ogni soggetto è libero di aderire o recedere dalla configurazione quando preferisce, influenzando così i flussi energetici ed economici. È bene stabilire quindi come gestire questo aspetto ed essere in grado di reagire agli eventuali cambiamenti del mix di utenti. Anche in questo caso una soluzione potrebbe essere quella di diversificare i membri, in termini di consumi e di profili, in modo che il bilancio energetico della CER non sia troppo penalizzato dall'eventuale uscita dei membri dalla stessa;
- I benefici economici ci sono, ma sono un tema delicato, in quanto questi potrebbero essere più o meno alti a seconda di come gli incentivi vengono gestiti all'interno della comunità e ripartiti tra i membri di quest'ultima. Infatti, parte dell'incentivo potrebbe servire per ripagare l'investimento iniziale sull'impianto, con risparmi più contenuti per i membri della comunità, a meno che non si abbia accesso a fondi pubblici. In tal caso il 100% degli incentivi si traduce in un maggiore beneficio economico per i membri. Un altro fattore è la dimensione della comunità. Nel caso di CER mirate, con pochi utenti, questi hanno singolarmente un beneficio maggiore, mentre CER più estese offrono benefici minori ai singoli membri, ma più a vantaggio della collettività.

Si può concludere che le Comunità Energetiche Rinnovabili sono uno strumento necessario e da sfruttare per il raggiungimento degli obiettivi ambientali, la lotta ai

cambiamenti climatici e alla crisi energetica. Il cittadino ha un ruolo chiave, è il protagonista attivo, senza il quale una CER non sussisterebbe, e la normativa nazionale si deve muovere in tal senso. Per facilitare il coinvolgimento degli utenti finali occorre definire incentivi e benefici economici che siano congrui con l'attuale prezzo dell'energia ed è necessario stabilire modalità e procedure semplici ed immediate, che permettano di scavalcare le complessità burocratiche e i rallentamenti finora riscontrati. In questo modo sarà possibile favorire la diffusione di questo nuovo modello energetico, basato sulla collaborazione dei cittadini e sulla sostenibilità ambientale ed economica.

## Bibliografia e sitografia

- [1] Enciclopedia Treccani. *Tecnologie per la transizione energetica*. URL: [https://www.treccani.it/enciclopedia/tecnologie-per-la-transizione-energetica\\_%28Enciclopedia-Italiana%29/](https://www.treccani.it/enciclopedia/tecnologie-per-la-transizione-energetica_%28Enciclopedia-Italiana%29/).
- [2] IEA. *Key World Energy Statistics 2021 – analysis*, IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>.
- [3] IEA. *Italy - Countries & Regions*, IEA. URL: <https://www.iea.org/countries/italy>
- [4] IEA. *Data and statistics*. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
- [5] Ministero dello Sviluppo Economico Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. *Piano nazionale integrato per l’energia e il clima (PNIEC)*.
- [6] Nazioni Unite. *Accordo di Parigi*. URL: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)&from=IT](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=IT).
- [7] Commissione Europea. *Clean energy for all Europeans*.
- [8] Terna. *Dati statistici 2021*. URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.
- [9] ENEA. *Glossario Efficienza Energetica*, ENEA. URL: <https://www.energiaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica.html>.
- [10] Terna. *Dati statistici 2021*. URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.
- [11] Terna. *Dati statistici 2021 - Consumi*. URL: [https://download.terna.it/terna/6%20-%20CONSUMI\\_8dae443b9f610d6.pdf](https://download.terna.it/terna/6%20-%20CONSUMI_8dae443b9f610d6.pdf).
- [12] Terna. *Dati statistici 2021 – Produzione*. URL: [https://download.terna.it/terna/5%20-%20PRODUZIONE\\_8dacbcfb2913417.pdf](https://download.terna.it/terna/5%20-%20PRODUZIONE_8dacbcfb2913417.pdf).
- [13] Terna. *Dati statistici 2021 – Impianti di produzione*. URL: [https://download.terna.it/terna/3%20-%20IMPIANTI%20DI%20GENERAZIONE\\_8da7ab6ef9ad0ea.pdf](https://download.terna.it/terna/3%20-%20IMPIANTI%20DI%20GENERAZIONE_8da7ab6ef9ad0ea.pdf).
- [14] GSE. *Rapporto statistico 2020 energia da fonti rinnovabili in Italia*.
- [15] ARERA. *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l’anno 2020*. URL: <https://www.arera.it/allegati/docs/22/703-22.pdf>.

- [16] ARERA. *Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita*. URL: <https://www.arera.it/allegati/docs/21/483-21.pdf>.
- [17] ARERA. *Tipologia delle reti elettriche (reti con obbligo di connessione di terzi e Sistemi di Distribuzione Chiusi) - Aggiornamento al 8 novembre 2022*. URL: <https://www.arera.it/allegati/docs/15/539-15TipologiaReti.pdf>.
- [18] ARERA. *Definizioni rilevanti in relazione agli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) Aggiornamento al 19 dicembre 2019*. URL: [https://www.arera.it/allegati/elettricità/definizioni\\_SSPPC.pdf](https://www.arera.it/allegati/elettricità/definizioni_SSPPC.pdf).
- [19] ARERA. *Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi – TISDC*. URL: [https://www.arera.it/allegati/docs/15/539-15alla\\_ti.pdf](https://www.arera.it/allegati/docs/15/539-15alla_ti.pdf).
- [20] ARERA. *Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo – TISSPC*. URL: [https://www.arera.it/allegati/docs/13/578-13all\\_ti.pdf](https://www.arera.it/allegati/docs/13/578-13all_ti.pdf).
- [21] ARERA. *Memoria dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in merito all’affare sul sostegno alle attività produttive mediante l’impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica (atto n. 59)*. URL: <https://www.arera.it/allegati/docs/19/094-19.pdf>.
- [22] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=IT>.
- [23] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>.
- [24] Governo della Repubblica Italiana. *Testo coordinato del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162*. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg>.
- [25] Camera dei deputati ed il Senato della Repubblica. *Legge 28 febbraio 2020, n. 8*. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20G00021/sg>.
- [26] ARERA. *Deliberazione 318/2020/r/eel, 4 agosto 2020 - Regolazione delle partite economiche relative all’energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile*. URL: <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm>.

- [27] Ministero dello Sviluppo Economico. *Decreto ministeriale del 16 settembre 2020*. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>.
- [28] GSE. *Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile - Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*.
- [29] Camera dei deputati ed il Senato della Repubblica. *Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199*. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>.
- [30] Camera dei deputati ed il Senato della Repubblica. *Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210*. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/sg>.
- [31] ARERA. *Documento per la consultazione 390/2022/R/EEL - Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/2021 e dal decreto legislativo 210/2021*. URL: <https://www.arera.it/it/docs/22/390-22.htm>.
- [32] ARERA. *Deliberazione 27 dicembre 2022 727/2022/r/eel definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso*. URL: <https://www.arera.it/it/docs/22/727-22.htm>.
- [33] ARERA. *Testo integrato delle disposizioni dell'autorità di regolazione per energia reti e ambiente per la regolazione dell'autoconsumo diffuso (Testo Integrato Autoconsumo Diffuso – TIAD)*. URL: <https://www.arera.it/allegati/docs/22/727-22alla.pdf>.
- [34] ENEA. *Benchmark di consumo energetico degli edifici per uffici in Italia*.
- [35] ABB. *Quaderni di applicazione tecnica N.10 - Impianti fotovoltaici*.
- [36] CEI. *Norma CEI 82-25 - Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione*.
- [37] Terna. URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/total-load>.
- [38] Terna URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>.
- [39] GME. URL: <https://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>
- [40] <https://www.qualenergia.it/articoli/comunita-energetiche-dubbi-problemi-opportunita-documento-consultazione-ministero/>
- [41] Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica Dipartimento energia. *Consultazione pubblica: Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli*

*incentivi per la condivisione dell'energia di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 (Comunità energetiche e sistemi di autoconsumo – impianti di potenza fino a 1 MW).* URL: [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/bandi/consultazione\\_publica\\_DM\\_energia.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/bandi/consultazione_publica_DM_energia.pdf)

- [42] Enrica Garelo. *Simulazione energetica ed economica di una comunità energetica alimentata da energia fotovoltaica.*
- [43] Errico Mosconi. *Studio dell'impatto potenziale delle comunità energetiche rinnovabili e di autoconsumatori virtuali di energia.*