

ELECTRICITY MARKET

RENEWABLE ENERGY
ENERGY EFFICIENCY
HYDROGEN INNOVATION
SMART MOBILITY
ZERO CARBON POLICY AGENDA
CIRCULAR ECONOMY
ZERO CARBON TECHNOLOGY PATHWAYS
DIGITALIZATION & DECARBONIZATION
BIOMETANO

REPORT
2024



Le traiettorie abilitanti la
decarbonizzazione del
sistema elettrico italiano



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



ELECTRICITY MARKET REPORT 2024

Le traiettorie abilitanti la
decarbonizzazione del
sistema elettrico italiano



POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT



Presentazione



In un mondo sostenibile e decarbonizzato la gestione innovativa dell'energia e della sostenibilità rappresentano le principali leve strategiche per la crescita e il benessere di imprese, istituzioni e cittadini.

Energy & Strategy supporta imprese, istituzioni e policy maker ad identificare le leve tecnologiche e strategiche in grado di trasformare le imprese in attori protagonisti della transizione ecologica attraverso un'estensiva attività di ricerca applicata e di consulenza strategica e manageriale.

Partner

agsm aim



alperia



e-on

edison



enel x



GALILEO



INTESA SANPAOLO



NTT DATA



sopraSteria



Terna

Team di progetto

TEAM DI PROGETTO

Davide Chiaroni
Responsabile della ricerca

Marco Schiavottiello
Project Manager

ANALYST

Andrea Fumagalli

Rodolfo Giulivo

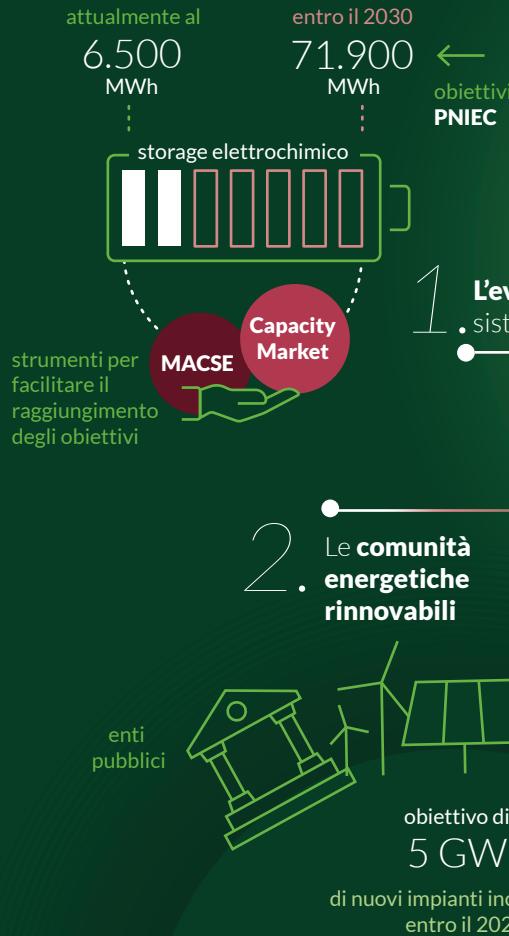
Luca Pedicone

PROGETTO GRAFICO E IMPAGINAZIONE

Flávia Chornobai
Arianna Fietta
Nicolás Peña

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa
Davide Chiaroni
Federico Frattini
Josip Kotlar



Le traiettorie abilitanti la decarbonizzazione del

sistema elettrico
italiano

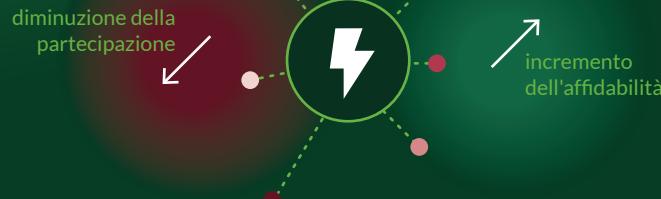


Le innovazioni nel
dispaccio delle
risorse distribuite

4. Il ruolo dello storage nel
sistema elettrico di domani

3.

diminuzione della
partecipazione



Indice

	Intro e Executive Summary	12
1	L'evoluzione del sistema elettrico Analisi dei trend energetici italiani	24
2	Le comunità energetiche Lo stato delle CER, l'evoluzione normativa e il loro potenziale	42
3	Le innovazioni nel dispacciamento delle risorse distribuite Le UVAM e la flessibilità locale	76
4	Il ruolo dello storage nel sistema elettrico di domani Analisi critica del MACSE	102
5	Imprese partner	126

Executive Summary

Il mercato elettrico in Italia è davvero pronto ad ospitare nuovi modelli di business?

Il percorso – lungo e a volte forse fin troppo articolato e caratterizzato da ripensamenti anche importanti sulle regole – che ha introdotto le Comunità Energetiche Rinnovabili e le nuove forme di mercato della flessibilità ha dato effettivamente risultati?

Quali ragionevoli aspettative possiamo costruire sullo sviluppo di questi mercati?

E, da ultimo, in un sistema energetico dove il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) ha raggiunto il 51% del totale nazionale, a che punto è la diffusione dei sistemi di storage – soprattutto quelli di grande capacità – che sono indispensabili per “stabilizzare” il rapporto tra domanda ed offerta di energia elettrica?

A queste domande prova a dare una risposta questa edizione dell'Electricity Market Report, che raccoglie e sintetizza (ci auguriamo in maniera efficace) le analisi e le simulazioni da noi condotte ed i pareri dei partner della ricerca, raccolti attraverso interviste e workshop di approfondimento.

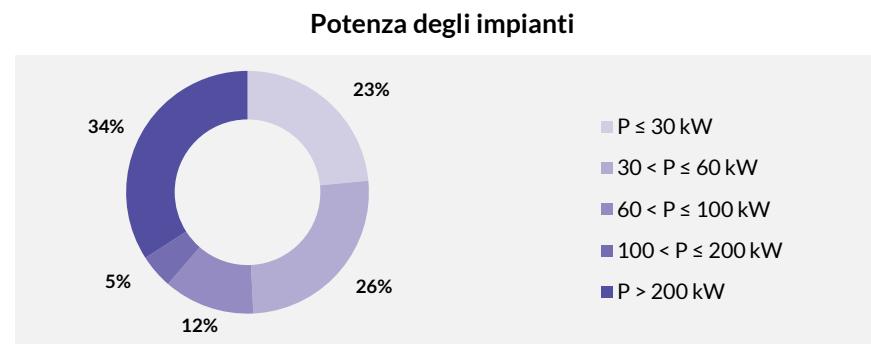
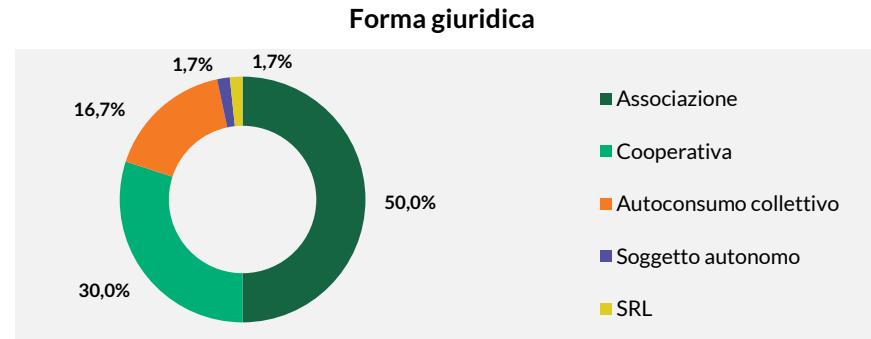
Le Comunità Energetiche Rinnovabili

Sono **168 le iniziative attive**, mappate nell'ambito del Rapporto, per la costituzione di **configurazioni per l'autoconsumo** tra comunità energetiche e autoconsumo collettivo, **circa il doppio (+89%) rispetto al 2023**.

Le regioni che risultano più attive sono **Piemonte, Lazio, Sicilia e Lombardia** nelle quali sono state rilevate **80 iniziative** (il 48% del totale).

Nonostante l'indubbia crescita dell'interesse per il tema delle comunità energetiche, il loro impatto sul sistema è ancora limitato. Si tratta infatti, nella larga maggioranza dei casi, di realtà che hanno una **forma societaria piuttosto semplice** (associazioni nel 50% delle iniziative) e che si dota per il proprio funzionamento di impianti di piccola taglia.

La potenza mediana è in leggera crescita da 55 kW nel 2023 a 60 kW nel 2024. Gli impianti oltre i 200 kW sono però solo circa il 34% del totale, con una presenza rilevante (23.5%) per i piccoli impianti con potenza inferiore a 30 kW.



Nella maggior parte dei casi, il 58% del totale, il promotore è un ente pubblico che fornisce spazi per l'installazione degli impianti e supporta l'aggregazione dei membri, allo scopo di ridurre le spese, aiutare le famiglie in situazioni di disagio economico e finanziare progetti sul territorio. In questo stesso tipo di modello ricadono anche iniziative promosse da altri soggetti, come enti del terzo settore e cooperative sociali.

L'altra parte rilevante (21%) è costituita dalle iniziative promosse

da soggetti specializzati, a supporto di soggetti privati interessati, mentre **solo una parte minoritaria (9%) è costituita da iniziative promosse inizialmente da privati cittadini.**

Nel 79% dei casi l'iniziativa prevede comunque la presenza di un soggetto esterno specializzato (ESCo, utility o imprese del settore energetico) che supporti il promotore investendo negli impianti e/o supportando le attività di aggregazione dei membri e di gestione della CER.

		Scenario bassa condivisione	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario media condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione
CER trainata da PA con contributo PNRR ed ESCo	% E condivisa/E immessa	12%	28%	46%	72%	83%
	Valore generato cumulato [k€]	4,5	10,0	16,8	26,2	30,2
CER residenziale con ESCo	% E condivisa/E immessa	-	37%	56%	66%	75%
	Valore generato cumulato [k€]	-	99,0	113,1	120,2	127,3
CER trainata da imprese	% E condivisa/E immessa	19%	39%	-	69%	82%
	Valore generato cumulato [k€]	67,0	137,7	-	242,7	291,1
CER trainata da una impresa ⁽¹⁾	% E condivisa/E immessa	12%	33%	-	73%	84%
	Valore generato cumulato [k€]	8,6	24,1	-	52,8	61,1

(1) vengono riportati solo alcuni risultati, il caso indicato è simile a quanto descritto per il caso 3 ma con una sola impresa che investe capitale proprio nell'impianto.

La vera sfida per la diffusione su larga scala delle CER nel Paese è però legata alla loro sostenibilità economica.

Le analisi condotte all'interno del Rapporto e basate sulla valutazione di diverse possibili configurazioni per le CER offrono un quadro che merita particolare attenzione.

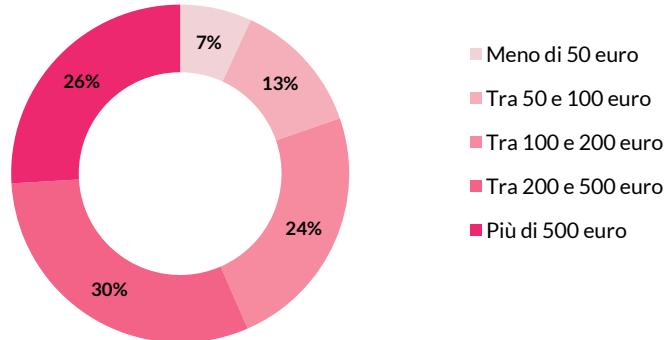
È innanzitutto da notare come **la sostenibilità economica sia fortemente legata alla capacità per la CER di “condividere” energia**, con valori che cambiano radicalmente quando si passa a **% di energia condivisa superiori al 70%**. È questo quindi un fattore chiave nella fase di progettazione e disegno della CER, che tuttavia richiede anche la capacità di ingaggiare non soltanto il numero ma anche la tipologia di partecipanti corretta.

Vi è poi da tenere in considerazione il fatto che **i numeri in gioco per quanto riguarda i ritorni, come si vede dalla tabella, sono comunque piuttosto limitati**, nell'ordine di qualche decina o centinaia di migliaia di euro lungo la vita dell'iniziativa. **Sono numeri che quindi vanno letti come “aggiuntivi” rispetto alla**

realizzazione di un impianto (si pensi al caso della Pubblica Amministrazione o anche di una PMI inserita in un contesto adeguato) **che avrebbe comunque la possibilità di esistere in modalità stand alone** (e che per una parte comunque della sua produzione opera in autoconsumo). Mentre più difficile immaginare realizzazioni che nascano solo ed esclusivamente al servizio della comunità, a meno che in questo caso non prevalgano le finalità sociali e/o di contrasto alla povertà energetica che quindi pongono in secondo piano gli aspetti più strettamente commerciali.

È fondamentale fare i conti con questa dimensione e settare correttamente quindi le aspettative. **In un sondaggio effettuato nell'ambito del Rapporto e a cui hanno partecipato 1000 cittadini (tra cui una quota, il 21%, che già partecipa ad una CER) è emerso che l'80% del campione si attende ritorni annui superiori a 100 €/anno**, mentre solo il 7% si aspetta di ricevere un valore inferiore a 50 €/l'anno.

Beneficio economico annuo atteso per partecipazione a una CER



Caso 1 (scenario medio-alta condivisione) Residenziale, 1 persona Residenziale, 2 persone Residenziale, 4 persone

	Residenziale, 1 persona	Residenziale, 2 persone	Residenziale, 4 persone
Consumo annuo [kWh]	2.329	3.042	3.806
Beneficio economico annuo [€/anno]	15,60 €	20,40 €	23,30 €
Spesa annua bolletta elettrica [€/anno]	436,56 €	570,23 €	713,45 €
% beneficio/spesa	3,6%	3,6%	3,3%

Tuttavia, dai risultati delle simulazioni effettuate i benefici realmente ottenibili risultano tipicamente inferiori a tale cifra.

C'è quindi una discrepanza tra le aspettative dei cittadini e il reale guadagno dalla partecipazione a una CER. Anche confrontando i benefici annui con la spesa annua per la bolletta elettrica, il rapporto risulta pari a circa il 3-4%, una quota non sufficiente a suscitare interesse in larga parte della popolazione.

I mercati della flessibilità

La flessibilità elettrica indica la capacità di un sistema elettrico di gestire in maniera efficace ed efficiente la variabilità della produzione e della domanda elettrica. La flessibilità sulla scala della rete di trasmissione viene chiamata «globale», mentre la flessibilità a livello delle reti di distribuzione viene chiamata «locale».

In merito alla **flessibilità globale** sono presentati nel Rapporto i risultati del **progetto pilota UVAM**, mentre relativamente alla **flessibilità locale** le prime risultanze dei **progetti pilota di flessibilità locale**.

La partecipazione al progetto pilota UVAM è diminuita nel tempo: la saturazione media del contingente è passata dal 90% del 2021 al 17% dei primi 9 mesi del 2024. Nel frattempo, le UVAM abilitate si sono ridotte di oltre un terzo e ammontano a 174 a settembre 2024. Le cause sono riconducibili sia a fattori normativi, quali l'introduzione dei test di affidabilità, che a fattori di mercato, quali gli elevati prezzi dell'elettricità osservati nel 2022.

Se è vero quindi che la partecipazione al pilota si è ridotta, è aumentata l'affidabilità delle UVAM. Tra agosto 2021 e luglio 2022 solo un decimo degli ordini di dispacciamento a salire di TERNA sono stati eseguiti integralmente, mentre nel periodo tra agosto 2023 e luglio 2024 un ordine su cinque è stato eseguito integralmente.

Osservando la capacità assegnata nelle aste UVAM, emerge che il mercato è piuttosto concentrato, con le prime cinque società che hanno coperto tra il 71% e l'86% della capacità assegnata annualmente dal 2019 al 2024. Inoltre, le società ai vertici del mercato sono spesso le stesse: si contano infatti solamente 12 società diverse nelle top 5 dal 2019 al 2024. Mentre i volumi complessivamente assegnati nel progetto sono calati, alcune società sono rimaste ai vertici del mercato. Tali società hanno partecipato attivamente al pilota e hanno allocato delle risorse per prendervi parte, nelle quantità decise da ogni realtà per poter testare il pilota.

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	
1°	enel X	39%	enel X	35%	enel X	26%	enel X	21%
2°	burgenergia	13%	EGO	14%	burgenergia	15%	edelweissenergia	18%
3°	EGO	10%	epq	13%	EGO	13%	4energia	16%
4°	epq	9%	burgenergia	12%	edelweissenergia	9%	FLEXCITY by VECOLA	10%
5°	edelweissenergia	7%	edelweissenergia	6%	epq	8%	enel X	7%
Totale Top 5		~78%	~80%	~71%	~74%	~78%	~86%	

Il mercato quindi appare pronto al prossimo passaggio, ovvero la sua conclusione, e la sua transizione verso la "normalità" con l'entrata in vigore delle disposizioni del TIDE dal gennaio 2025.

Per quanto riguarda, invece, la flessibilità locale. I 3 progetti pilota approvati da ARERA sono RomeFlex, EDGE, e MindFlex.

Progetti pilota in corso

Nome progetto	RomeFlex	EDGE	MindFlex
DSO			
Luogo	Comune di Roma	Province di Benevento, Cuneo, Foggia e Venezia	Comune di Milano
Periodo	Approvato per il 2024 (possibile estensione negli anni successivi)	2024 (possibile estensione negli anni successivi)	Approvato per il 2024

I risultati ottenuti nelle aste finora effettuate per **RomeFlex**, **EDGE** e **MindFlex** mostrano una significativa partecipazione da parte degli operatori. Infatti, sono stati saturati i contingenti disponibili nelle cinque aste effettuate per RomeFlex e MindFlex. Complessivamente, è stato assegnato circa l'80% dei 29 MW previsti dai contingenti delle aste.

Per gli operatori, partecipare ai piloti rappresenta un'occasione di sviluppare conoscenze e di entrare, per coloro che già non vi sono

entrati, nel «mercato» della flessibilità. Inoltre, risulta positivo il feedback da parte degli operatori per quanto riguarda l'efficacia dei piloti nel «testare» il mercato della flessibilità locale, in termini ad esempio di fabbisogni e di risorse disponibili ad offrire servizi.

La sostenibilità economica di questi progetti è tuttavia ancora da verificare e dipende in larga misura dall'effettiva attivazione dell'asset per partecipare al mercato della flessibilità locale e alla possibilità di estendere il suo impiego anche per l'arbitraggio.

Il MACSE ed i grandi sistemi di storage

Il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE) è un sistema di incentivazione alla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo, istituito con il decreto Legislativo 210/21.

L'obiettivo di questo meccanismo è rendere più attratti gli investimenti nei sistemi di accumulo. Questi sistemi, soprattutto quelli di grandi dimensioni, presentano un'elevata incertezza sui ricavi a fronte di investimenti significativi. Tale scopo rientra nel più ampio processo di integrazione delle FER nel sistema elettrico e di efficientamento dei periodi di overgeneration.

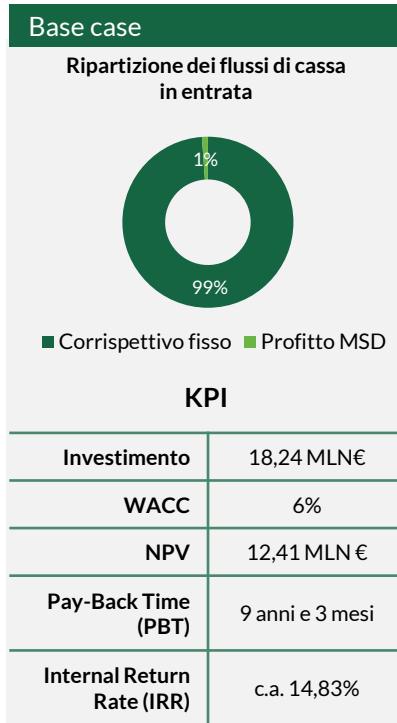
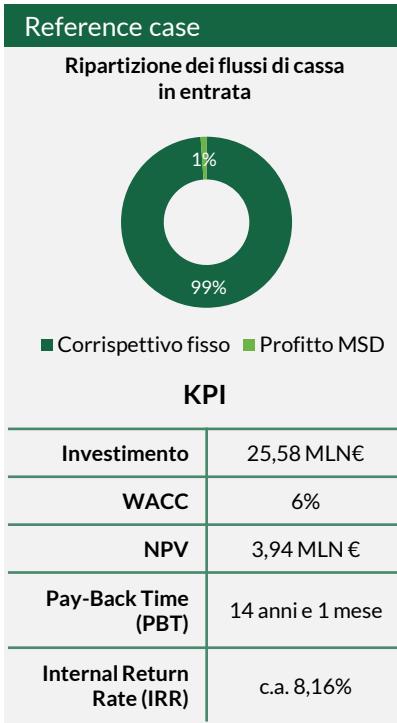
Il sistema si basa sull'organizzazione di aste competitive nelle quali gli assegnatari si impegnano a realizzare e rendere disponibile la capacità di accumulo in cambio di un premio annuale fisso.

La disciplina è quindi strutturata per minimizzare il costo per il sistema e pertanto prevede che la principale forma di remunerazione per gli assegnatari dei contratti sia rappresentata dal corrispettivo fisso e non dall'attività di quest'ultimi sul mercato dei servizi che viene di conseguenza scoraggiata attraverso gli obblighi di disponibilità e di restituzione.

Il meccanismo è aperto a qualsiasi tecnologia di stoccaggio che rispetti i requisiti tecnici minimi previsti, tuttavia esistono delle tecnologie di riferimento, attualmente le batterie agli ioni di litio ed i pompaggi idroelettrici

I risultati delle simulazioni economiche effettuate sugli archetipi di investimento che adottano la tecnologia delle batterie agli ioni di litio presentano una **fattibilità economica teorica**, specialmente se si decide di realizzare impianti tecnicamente prestanti e in grado di rispettare gli stringenti valori di riferimento previsti dalla relazione tecnica.

Nel Rapporto si affronta poi il caso della qualifica di un sistema che presenta performance tecniche ed economiche peggiorative rispetto ai valori di riferimento della relazione tecnica e dello studio sulle tecnologie di riferimento redatti da Terna. Nello specifico, il **"Reference Case"** prevede un **incremento del costo costruzione del 10%** rispetto allo studio sulle tecnologie di riferimento (228 €/MWh) e la necessità di **sovradimensionare la potenza e la capacità della batteria del 27,5%** al fine di consentire uno stato di



carica minima durante il funzionamento del 15% e un degrado annuo della capacità pari al 1,5% (contro l'1% previsto dalla Relazione Tecnica).

In tale circostanza l'incremento del CAPEX e il sovrardimensionamento della batteria necessario ad evitare le penali determinano un netto peggioramento delle performance economiche.

Si può quindi concludere che l'effettiva profitabilità degli investimenti dipenderà a questo punto dalla capacità degli investitori di riuscire a realizzare ed operare gli impianti nei modi e nei tempi previsti dalla disciplina.



L'evoluzione del sistema elettrico

Analisi dei trend energetici italiani

CAP.

01

Messaggi chiave

Gli obiettivi del PNIEC sono molto sfidanti, l'accelerazione è imperativa specie sull'elettrochimico

Nel 2023, la **potenza** da fonti energetiche rinnovabili (FER) ha raggiunto il **51%** della potenza installata complessivamente nel paese. Tuttavia, è essenziale evitare valutazioni troppo ottimistiche, **poiché gli obiettivi fissati nel testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, pubblicato a giugno 2024, risultano **estremamente sfidanti**.

Per raggiungere oltre **130 GW** di capacità installata di FER entro il **2030**, sarà necessario un incremento del **96,5%** rispetto ai valori di dicembre 2023. Un peso significativo grava sulle installazioni di **eolico e solare**, che dovranno crescere dai 42,6 GW del 2023 fino ai 107,4 GW previsti dallo scenario di policy del PNIEC.

L'**obiettivo per lo storage**, fissato a **71,5 GWh** di capacità entro il 2030 negli scenari Snam-Terna, appare irrealistico visto l'attuale installato elettrochimico, pari a circa **6,6 GWh**. Tuttavia, **meccanismi incentivanti** come il MACSE e il Capacity Market sono **ambiziosi** e potrebbero contribuire al raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Riduzione dei prezzi su MGP e MSD nel 2024: L'effetto della maggior penetrazione FER e dei meccanismi di efficientamento

I prezzi su **MGP** rilevati nel corso del 2024 risultano inferiori ai prezzi del triennio 2021-2023 (93,4 €/MWh vs 185,6 €/MWh), ma ancora superiori a quelli del 2019 e 2020 (52,3 €/MWh e 38,9 €/MWh) in quanto la maggior penetrazione di FER non è ancora riuscita a controbilanciare il prezzo medio del gas, più alto rispetto ai livelli passati, e la riduzione della produzione da idroelettrico soggetta per sua natura a forte aleatorietà.

L'**MSD** ha visto d'altro canto una drastica riduzione dei volumi e conseguentemente dei prezzi, sia a scendere che a salire, derivata dall'implementazione dei **meccanismi di efficientamento realizzati da TERNA**. Tali risultati derivano in larga parte dalla trasformazione del modello di incentivazione al gestore della rete (TSO) da input-based a output-based, introdotto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

1.1

Gli obiettivi nazionali al 2030

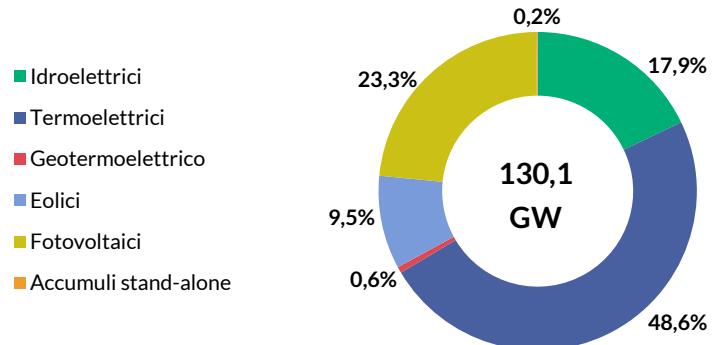
Gli obiettivi nazionali al 2030

La potenza installata e la produzione di energia

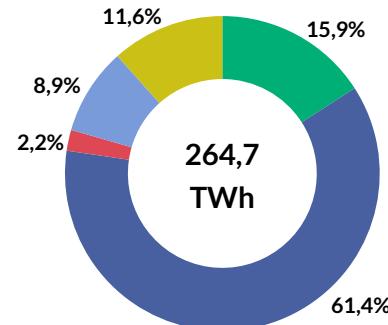
Nel 2023, i consumi di energia elettrica italiani si sono attestati a **305,6 TWh**, valore sul quale pesa un peggioramento del saldo export-import. La produzione nazionale di energia elettrica è stata pari a **264,7 TWh** con una crescita importante della quota rinnovabile ora pari al **34,5%** del consumo totale.

La capacità installata rinnovabile ha invece raggiunto il **51%** del totale nel nostro Paese, segno dell'accelerazione in questa direzione di sviluppo.

Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31/12/2023



Produzione di energia elettrica in Italia al 31/12/2023



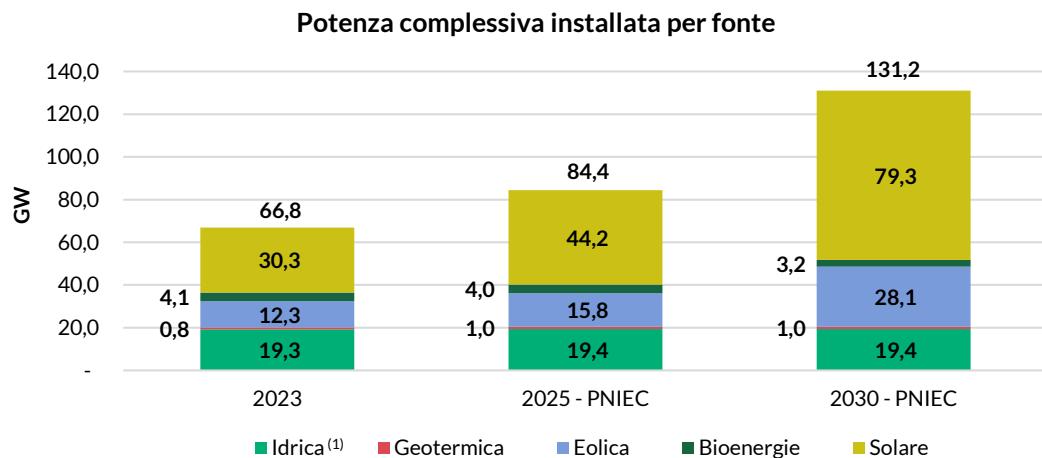
Fonte: Terna, 2024.

Gli obiettivi nazionali al 2030

PNIEC – Gli obiettivi per le Rinnovabili – La potenza da FER

Il PNIEC definisce gli **obiettivi di potenza installata per le diverse fonti rinnovabili al 2025 e al 2030**. Si può vedere chiaramente come si punti fortemente su **eolico** (ca. 2,3x rispetto al 2023) e soprattutto su **fotovoltaico** (ca. 2,6x rispetto all'installato attuale). Questo comporterà un **aumento complessivo della potenza da fonti rinnovabili installata pari al 96,5%**. Variazioni minori riguardano la potenza idroelettrica (+0,7%), quella geotermica (+22,4%, ma su un contingente molto ridotto) e da bioenergie, l'unica in calo (-20,5%).

(1) La quota di pompaggi puri è esclusa. Fonte: Rielaborazione E&S su dati PNIEC 2024 e Terna.



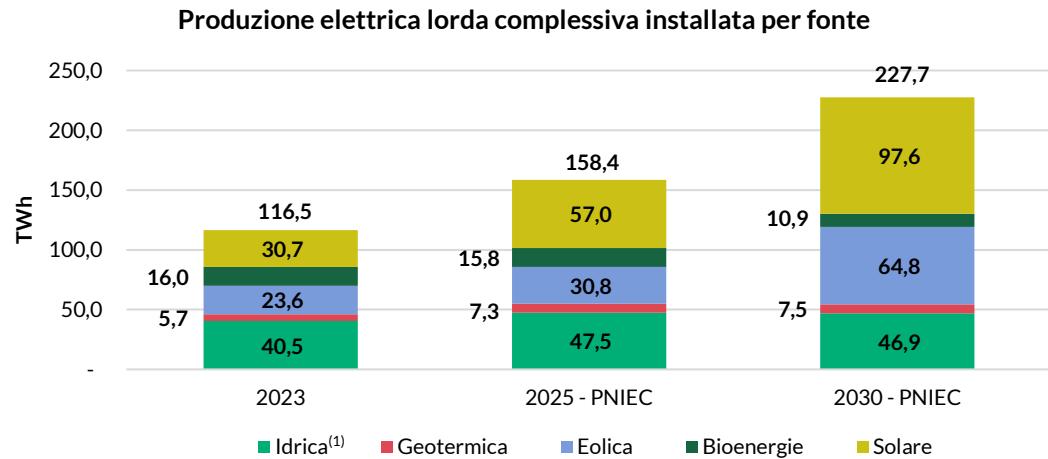
Fonte	Δ 2023 - PNIEC (2024)	
	Δ 2023 - PNIEC 2025	Δ 2023 - PNIEC 2030
Idrica	+ 0,7%	+ 0,7%
Geotermica	+ 16,8%	+ 22,4%
Eolica	+ 28,3%	+ 128,1%
Bioenergie	- 1%	- 20,5%
Solare	+ 45,7%	+ 161,4%
Totale	+ 26,3%	+ 96,5%

Gli obiettivi nazionali al 2030

PNIEC – Gli obiettivi per le Rinnovabili – La produzione da FER

Per quanto concerne gli obiettivi di produzione elettrica linda definiti dal PNIEC, specularmente alla potenza installata, si deduce come **eolico e fotovoltaico vedranno la crescita maggiore al 2030**, rispettivamente **2,7x e 3,2x**. Questo incremento di produzione riguarderà anche la produzione di energia **geotermica e l'idrica**, **1,3x e 1,2x**. Complessivamente si raggiungerà un incremento del 95,4% della produzione di energia elettrica da FER.

(1) La quota di pomaggi puri è esclusa. Fonte: Rielaborazione E&S su dati PNIEC 2024 e Terna.



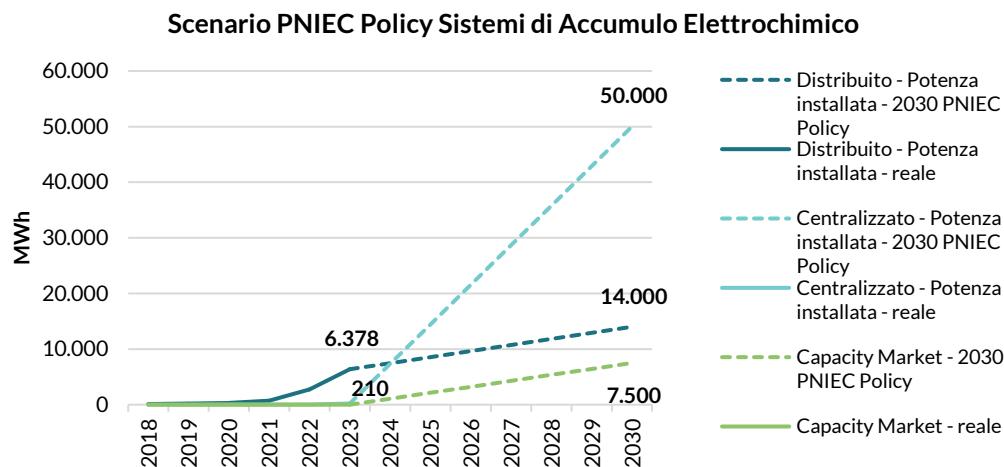
Fonte	Δ 2023 - PNIEC (2024)	
	Δ 2023 - PNIEC 2025	Δ 2023 - PNIEC 2030
Idrica	🟡 + 17,3%	🟡 + 15,8%
Geotermica	🟡 + 28,1%	🟡 + 31,6%
Eolica	🟡 + 30,5%	🔴 + 174,6%
Bioenergie	🟢 - 1%	🟢 - 31,9%
Solare	🟡 + 85,7%	🔴 + 217,9%
Totale	+ 36%	+ 95,4%

Gli obiettivi nazionali al 2030

PNIEC – Gli obiettivi per le Rinnovabili – Gli accumuli elettrochimici

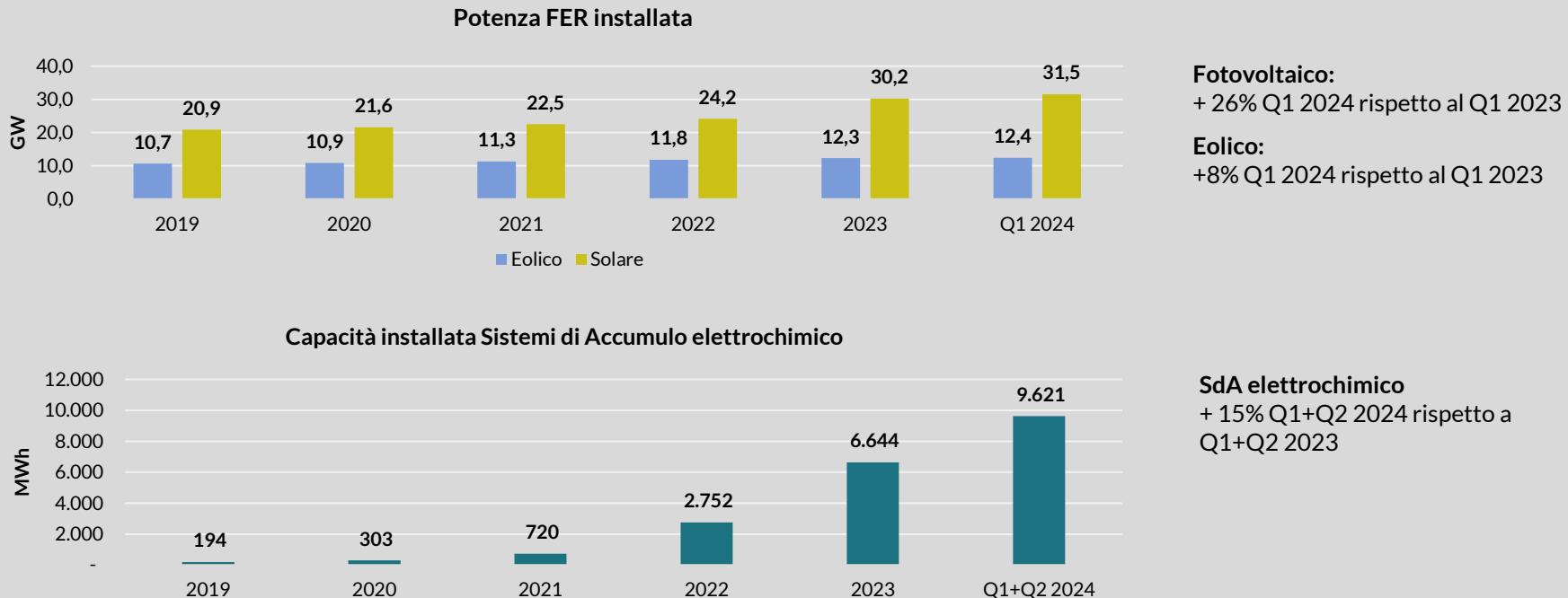
Il PNIEC non fornisce indicazioni sull'evoluzione attesa della capacità dei sistemi di accumulo (SdA). Gli scenari Terna-Snam 2024 prevedono che al 2030, per raggiungere gli obiettivi di policy, saranno necessari 71,5 GWh di capacità. Tali obiettivi, declinati sui SdA elettrochimico, si traducono in 50 GWh e 14 GWh di capacità rispettivamente per SdA distribuiti e centralizzati in aggiunta ai 7,5 GWh di accumuli utility-scale già aggiudicatari di contratti a termine sulle aste del Capacity Market. Il GAP da colmare è ampio, specialmente per gli SdA centralizzati dove le installazioni al 2023 sono circa nulle.

Fonte: Rielaborazione E&S su dati PNIEC 2024, ANIE 2024, Scenari Terna-Snam 2024.



Tipologia di accumulo	Δ 2023 – PNIEC 2030 (2024)
Elettrochimico distribuito	+ 119,5
Elettrochimico centralizzato	La capacità installata al 2023 è pressoché nulla, il GAP da colmare corrisponde di fatto al target stesso
Elettrochimico Capacity Market (CM)	La capacità di accumulo include impianti già aggiudicatari dei contratti a termine del CM ma non ancora realizzati al 2023
Totale	+ 985,3%

Box: Il trend delle installazioni FER



Fonte: rielaborazione E&S su dati ANIE, 2024

L'evoluzione del sistema elettrico

Obiettivi e strumenti abilitanti

	Situazione AS-IS (2023)	Obiettivi 2030 (PNIEC 2024)	Obiettivi 2050 (Long Term Strategy) Scenario decarbonizzazione
Emissioni GHG	383 Mton $\text{CO}_2 \text{ eq}$	316 Mton $\text{CO}_2 \text{ eq}$	0
Consumi finali lordi di energia	116 Mtep	106,3 Mtep	70 Mtep
% rinnovabili sui consumi finali lordi energia	20%	40%	80-90%
Domanda energia elettrica	305,6 TWh	350,1 TWh	718 TWh
% rinnovabili sui consumi finali lordi di elettricità	34,5%	63,4%	80-90%
Capacità di generazione FER	66,8 GW	131,3 GW	240-350 GW
Accumuli elettrochimici	6,6 GWh	71,5 GWh	70-100 GWh

Fonti: Terna, 2024; PNIEC, 2024; Scenari Terna-Snam DDS24; Rielaborazione E&S su dati EEA e dati ENEA «Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano – Anno 2023».

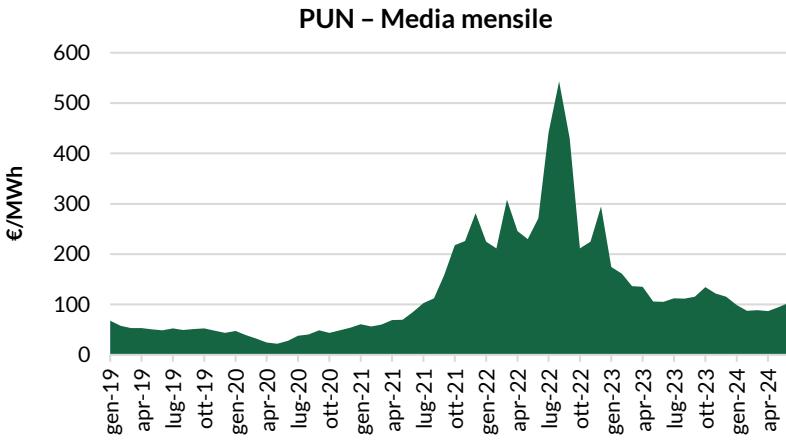
1.2

L'andamento dei prezzi dell'energia elettrica

L'andamento dei prezzi dell'energia elettrica

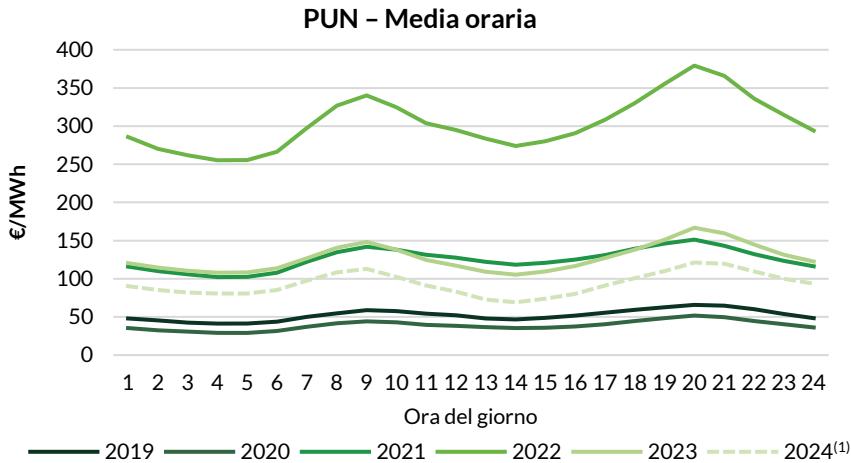
Analisi dei prezzi sul MGP (1/2)

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica ha attraversato un trend crescente fino ad agosto 2022, quando ha raggiunto il valore di 543 €/MWh. In seguito, si è osservata una decrescita che ha portato a un PUN medio pari a 93,4 €/MWh a giugno 2024, un valore circa doppio al pre-COVID19 (40 €/MWh a febbraio 2020).



(1) sono analizzati i dati fino a giugno 2024; Fonte: rielaborazione E&S su dati GME.

Confrontando la media oraria del PUN dal 2019 al 2024⁽¹⁾ si osserva che i prezzi rilevati nel corso del 2024 risultano inferiori ai prezzi del 2021, ma ancora superiori a quelli del 2019 e 2020. È possibile comunque notare una maggior flessione al ribasso nelle ore diurne rispetto agli anni precedenti caratterizzati da prezzi simili.



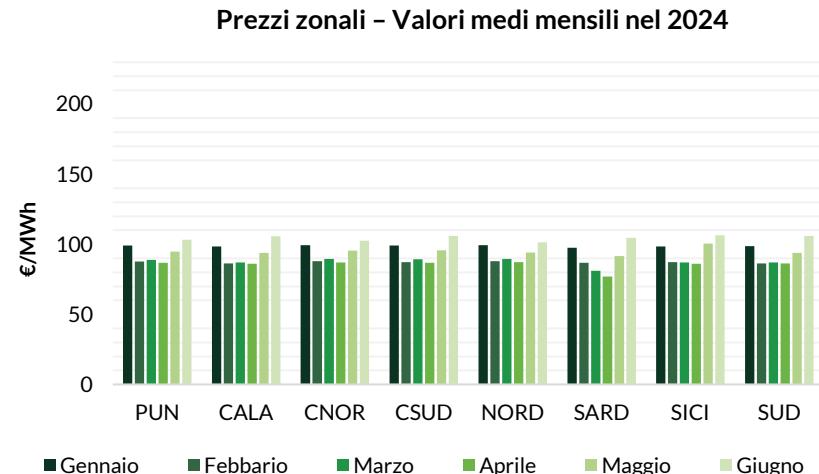
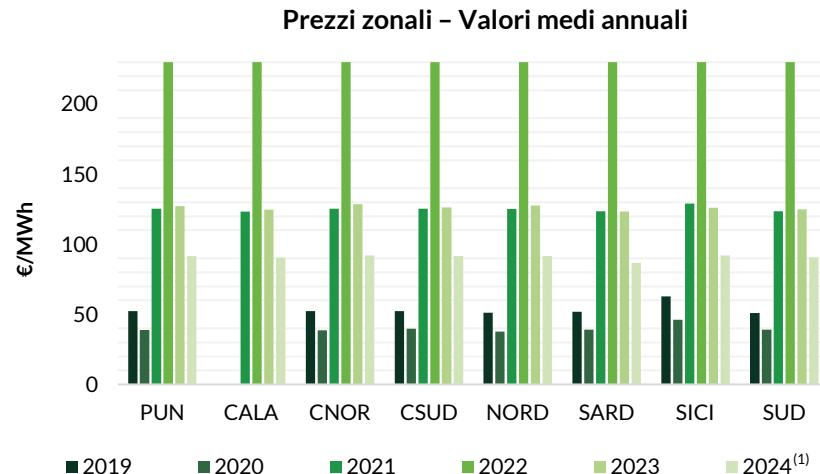
L'andamento dei prezzi dell'energia elettrica

Analisi dei prezzi sul MGP (2/2)

Nel corso del **2024** si è registrata una **significativa riduzione dei prezzi zonali** in tutta la penisola rispetto al 2022 e al 2023: in media, nei primi sei mesi del 2024, il prezzo medio zonale è risultato **compreso tra gli 89 €/MWh e i 95 €/MWh** in tutte le zone di mercato.

(1) sono analizzati i dati fino a giugno 2024;
Fonte: rielaborazione E&S su dati GME.

Osservando, inoltre, i prezzi medi mensili nei primi mesi del 2024 non si notano significative differenze tra le diverse zone.

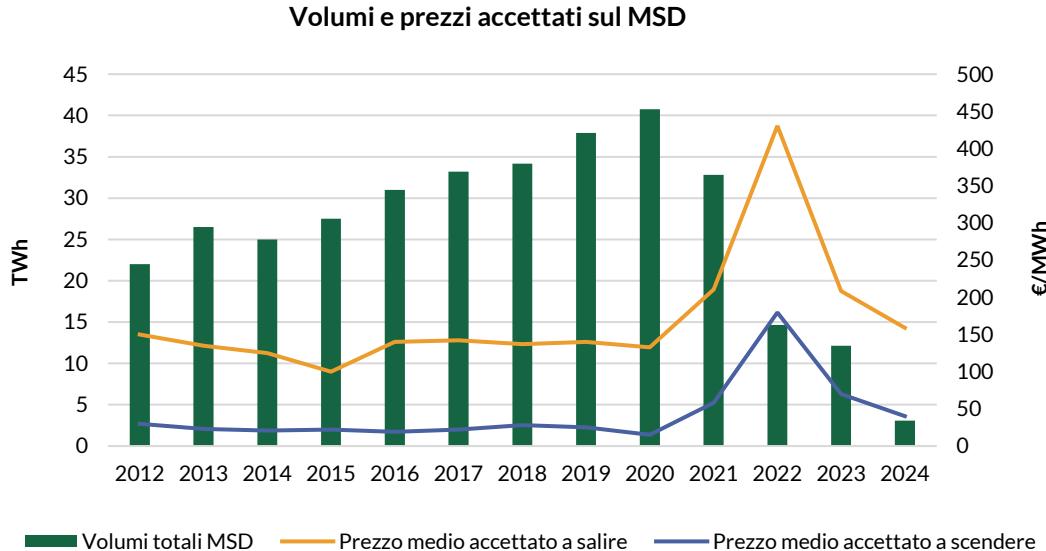


L'andamento dei prezzi dell'energia elettrica

L'andamento del MSD – Volumi e prezzi accettati

I volumi scambiati sul MSD sono caratterizzati da un trend crescente fino al 2020, per poi ridursi drasticamente dal 2021 in poi. Ciò è imputabile ai meccanismi di incentivazione ex-post introdotti ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento, di cui alla Delibera ARERA 597/21/R/eel, poi modificata dalla Delibera ARERA 132/22/R/eel. Tale riduzione dei costi è stata possibile principalmente attraverso la drastica riduzione delle quantità approvvigionate, rese possibili dalle azioni messe in campo da Terna.

I prezzi medi accettati a salire e a scendere mostrano un netto incremento dal 2020 al 2022. Nel corso del 2024 i prezzi medi accettati risultano comparabili ai valori osservati prima del 2020.



(1) sono analizzati i dati fino a giugno 2024; Fonte: rielaborazione E&S su dati GME.

Box: Il Superamento del PUN | Cosa cambia dal 1 gennaio 2025

Il Superamento del PUN, richiesto dall'Unione Europea a partire dal 2025, è motivato da una serie di ragioni:

- L'integrazione tra i mercati elettrici europei nella direzione del Price Coupling attraverso l'algoritmo Euphemia.
- Favorire un maggiore bilanciamento e stabilità della rete

Almeno fino al 31 dicembre 2025, sarà previsto un meccanismo di perequazione relativo alla differenza fra il PUN Index GME e il prezzo zonale, dove il PUN Index GME va a sostituire l'attuale PUN.

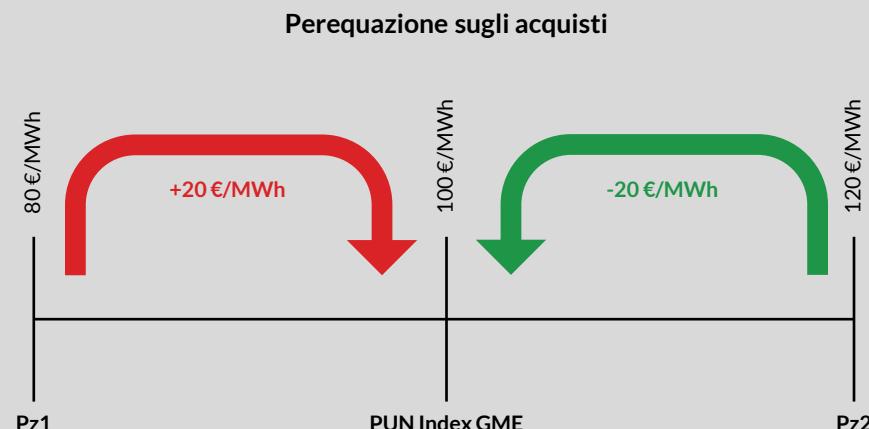
Questa componente perequativa, gestita dal GME, verrà applicata sugli acquisti a MGP permettendo di non modificare la struttura attuale delle componenti del mercato elettrico, per cui:

Le transazioni sul MGP saranno allineate al PUN Index GME dalla componente perequativa.

Mentre le transazioni sul MI e gli sbilanciamenti saranno allineati al PUN Index GME dal corrispettivo di non arbitraggio.

destinando investimenti alle FER e alla trasmissione.

- Ridurre lo spread tra le 7 zone italiane.
- Adeguarsi a un sistema elettrico in cambiamento, soprattutto con il sempre maggiore ruolo delle FER.

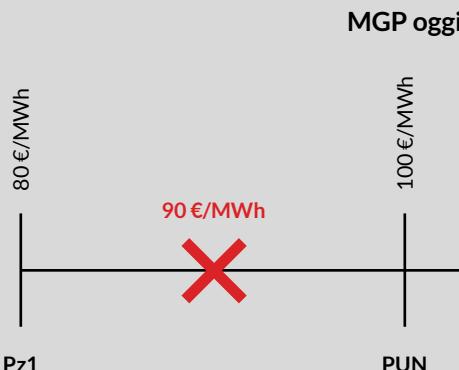


Box: Il Superamento del PUN

Come varia l'MPG – Le nuove offerte di acquisto accettate

Gli operatori di mercato titolari di portafogli zonali di prelievo **acquiereranno**, pertanto, **energia al prezzo zonale** e a consuntivo si vedrebbero addebitata (se positiva) o **accreditata** (se negativa) la **componente perequativa** applicata ai volumi acquistati. Ne conseguirebbe una **valorizzazione complessiva dell'energia acquistata sul mercato del giorno prima pari al PUN Index GME**. Di fatto,

l'applicazione della componente perequativa **creerebbe offerte di acquisto paradossalmente accettate** (lettera a) o **rifiutate** (lettera b), in quanto l'operatore si troverebbe complessivamente a pagare un prezzo superiore a quello offerto in caso di accettazione o vedersi rifiutata un'offerta a prezzo superiore a quello che si troverebbe a pagare in caso di accettazione.



Nota: 90€/MWh è un esempio di offerta di acquisto all'interno del Pz1; 110€/MWh è un esempio di offerta di acquisto all'interno del Pz2



Le comunità energetiche

CAP.

Lo stato delle CER, l'evoluzione normativa e il loro potenziale

02

Messaggi chiave

I numeri crescono ma il tasso di crescita non è sufficiente per raggiungere gli obiettivi al 2027

Dal 2023 al 2024 il numero di iniziative rilevate è circa raddoppiato, tuttavia, solo un quarto di esse sono risultate attive. Il modello di iniziative è prevalentemente legato al ruolo di aggregazione da parte degli enti pubblici. È possibile che con la pubblicazione del quadro normativo finale il numero di progetti e l'interesse verso le CER anche da parte di imprese e player energetici crescerà. Il raggiungimento dell'**obiettivo 5 GW** incentivabili di nuovi impianti inseriti in configurazioni per l'autoconsumo **entro la fine del 2027** richiede però tassi di crescita ben superiori a quanto visto finora. La possibilità di accesso al credito o a fondi esterni avrà un ruolo importante per la nascita delle iniziative; in tal senso, i fondi stanziati con il PNRR avrebbero facilitato gli investimenti, tuttavia, la scadenza posta al 31/03/2025 per la presentazione delle richieste rappresenta un limite importante all'accesso.

Il quadro normativo è completo ma rimangono elementi di incertezza

La pubblicazione del Decreto CACER da parte del MASE e delle Regole Operative del GSE ha concluso il lungo iter normativo partito in Italia nel 2020 e ha definito tutti gli elementi necessari a sviluppare progetti di CER. Tuttavia, **alcuni elementi rappresentano una fonte di incertezza: non sono stati chiarite le «finalità sociali» ammissibili per la quota di incentivi eccedente il valore soglia. La procedura di inserimento degli impianti all'interno delle configurazioni richiede la produzione di una notevole mole di documentazione. Il ruolo e le effettive responsabilità del referente della configurazioni non risultano chiare**, un disincentivo per privati e PA ad assumere il ruolo di referente. Per le CER non configurate come associazioni è ancora **incerta la fiscalità per i proventi**. Questi ed altri elementi frenano in particolare la partecipazione delle imprese ritardando o persino annullando la partenza di progetti di CER.

I benefici economici sono limitati ma il valore per il territorio è rilevante

L'analisi economica di alcuni archetipi di CER e il sondaggio indirizzato ai cittadini ha mostrato come, nella maggior parte dei casi, i benefici economici individuali derivanti dalla partecipazione a una CER non siano sufficienti a stimolare la diffusione delle stesse. In aggiunta, le **barriere di carattere burocratico e conoscitivo** sono ancora importanti e complicano l'istituzione di CER spinte dai singoli cittadini. I benefici economici, però, sono solo una parte dei benefici derivanti da una CER: l'**aspetto sociale ed ambientale** ha una rilevanza per il territorio in cui si configura la CER e ha anche ricadute sull'**immagine dei soggetti partecipanti e promotori** delle iniziative. Oltre a ciò, le CER e le altre configurazioni per l'autoconsumo forniscono benefici al sistema elettrico, riducendo l'onere sulla rete di trasmissione. Inoltre, le CER rappresentano un'**opportunità di migliore valorizzazione dell'energia prodotta** dagli impianti installati presso imprese ed enti pubblici, sfruttando **sinergie tra soggetti produttori e soggetti consumatori**.

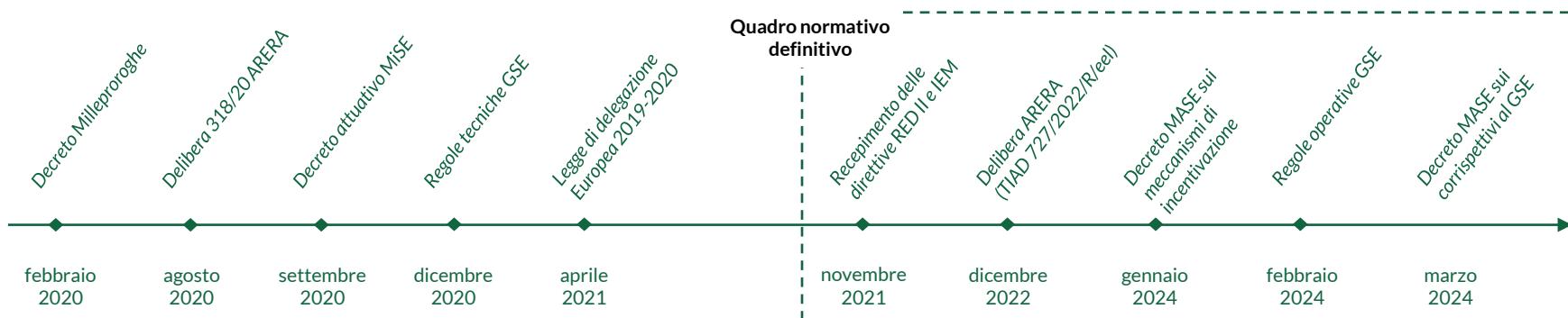
2.1

Il quadro normativo

Il quadro normativo

Evoluzione negli anni

2021 Recepimento RED II e IEM	Nel corso del 2021 è stato avviato l'iter che porta a consolidare il quadro normativo nazionale in tema di autoconsumo collettivo e comunità energetiche , presentati nella scorsa edizione dell' <i>Electricity Market Report</i> .
2022 Delibera ARERA	A dicembre del 2022 è stata pubblicata la nuova Delibera ARERA - TIAD 727/2022/R/eel - in materia di configurazioni per l'autoconsumo diffuso necessaria per dare l'avvio alla costituzione delle CER e gruppi di autoconsumo collettivo secondo il quadro normativo definitivo.
2024 Decreto MASE e Regole operative GSE	A inizio 2024 il quadro normativo è stato concluso con la pubblicazione del Decreto CACER sui meccanismi di incentivazione da parte del MASE e delle Regole operative da parte del GSE che ha chiarito le modalità di accesso agli incentivi. Tuttavia, restano aperti alcuni punti riguardo la gestione delle CER , ad esempio le responsabilità del referente.



Il quadro normativo

Le configurazioni ammesse

Nel Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD) pubblicato nel 2022 sono state introdotte le definizioni di tutte le configurazioni per l'autoconsumo ammesse nel contesto italiano:

Tipo di configurazione	Descrizione
Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AUC)	Clienti finali e/o produttori che autoconsumano l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità della configurazione ubicato nello stesso edificio o condominio
Comunità energetica rinnovabile (CER)	Clienti finali e/o produttori (cittadini, piccole e medie imprese (PMI), enti della pubblica amministrazione (PA)) che condividono l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità della configurazione ubicato nella stessa zona di mercato
Comunità energetica dei cittadini (CEC)	Clienti finali e/o produttori (cittadini, piccole imprese, enti della pubblica amministrazione (PA)) che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità della configurazione ubicato nella stessa zona di mercato
Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile «a distanza» che utilizza la rete di distribuzione (AID)	Un cliente finale e uno o più produttori che condividono l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità dell'autoconsumatore ubicato nella stessa zona di mercato
Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile «a distanza» con linea diretta	Un cliente finale e un produttore che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità dell'autoconsumatore a cui è collegato in «linea diretta» a una distanza di non più di 10 km
Cliente attivo «a distanza» che utilizza la rete di distribuzione	Un cliente finale e uno o più produttori che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità dell'autoconsumatore ubicato nella stessa zona di mercato
Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente	Clienti finali ubicati nello stesso edificio o condominio che condividono l'energia prodotta da un impianto nella loro piena disponibilità

Tra queste, **AUC, CER e AID sono le uniche configurazioni** a poter richiedere **l'accesso alla tariffa incentivante** sull'energia condivisa.

Il quadro normativo

I requisiti di accesso agli incentivi

Gli incentivi inseriti dal decreto CACER sono di **2 tipi**: una **tariffa incentivante premio** sulla quota incentivabile dell'energia condivisa e un **contributo in conto capitale** alla realizzazione degli impianti; questi si aggiungono alla **restituzione degli oneri di trasmissione** dovuti ad ARERA già inserita nel TIAD.

Per accedere agli incentivi è necessario soddisfare alcuni **requisiti di carattere tecnico e amministrativo**:

Tariffa incentivante premio

- potenza del singolo impianto non superiore a 1 MW;
- l'impianto e i POD facenti parte della CACER situati in un'area afferente alla stessa cabina primaria;
- soddisfare le condizioni indicate nel D. Lgs. 199/2021;
- **CER già costituita** al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto.

Contributo in conto capitale

Oltre ai requisiti definiti per la tariffa premio sono aggiunti:

- l'impianto deve essere installato in un comune con meno di 5.000 abitanti;
- essere in possesso del titolo autorizzativo alla costruzione e alla connessione alla rete elettrica;
- data di avvio dei lavori successiva alla data di presentazione della domanda;
- presentazione della domanda entro il 31 marzo 2025;
- entrata in esercizio degli impianti entro il 30 giugno 2026.

Il quadro normativo

Riepilogo degli incentivi

	Tariffa incentivante premio	Contributo in conto capitale	Restituzione oneri di trasmissione
Beneficiari	CACER	CER e AUC	Tutte le configurazioni per l'autoconsumo indicate nel TIAD
Scadenza	31/12/2027 o a esaurimento contingente di 5 GW	31/03/2025 (per la richiesta) 30/06/2026 (per l'installazione) o a esaurimento contingente di 2,2 miliardi di euro	-
Durata	20 anni	Una tantum	-
Valore	<p>Importo orario della tariffa (TIP) dipende da prezzo zonale (PZ), potenza P dell'impianto e area geografica con un fattore di correzione (FC):</p> $TIP = \min \{M; PF + \max(0; 180 - PZ)\} + FC$ <p>dove il massimale M e la parte fissa PF valgono:</p> <ul style="list-style-type: none"> P ≤ 200 kW: PF = 80 €/MWh e M = 120 €/MWh 200 kW < P ≤ 600 kW: PF = 70 €/MWh e M = 110 €/MWh P > 600 kW: PF = 60 €/MWh e M = 100 €/MWh <p>mentre FC vale 10 €/MWh nelle regioni del Nord e 4 €/MWh nelle regioni del Centro</p>	<p>Massimali differenziati per potenze P di impianto:</p> <ul style="list-style-type: none"> P ≤ 20 kW: 1.500 €/kW 20 kW < P ≤ 200 kW: 1.200 €/kW 200 kW < P ≤ 600 kW: 1.100 €/kW 600 kW < P ≤ 1 MW: 1.050 €/kW 	<ul style="list-style-type: none"> per AUC e gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente componenti TRAS_E, BTAU e perdite di rete evitate per le altre configurazioni solo la componente TRAS_E <p>Valori aggiornati annualmente da ARERA: BTAU = 1,12 €/MWh TRAS_E = 10,57 €/MWh Perdite di rete evitate (bassa tensione) = 2,6% dell'energia autoconsumata</p>
Cumulabilità	Incentivi cumulabili, con un fattore di riduzione della TIP fino al 50% (eccetto casi particolari)		Piena cumulabilità con gli incentivi

Il quadro normativo

Focus: valore soglia per le imprese e fiscalità delle CER

Le imprese partecipanti alle CER possono accedere a una quota degli incentivi con la limitazione che la **quota di incentivo sull'energia condivisa eccedente il 55%** (o il 45% nel caso di accesso al contributo in conto capitale) dell'energia immessa sia **destinato ai consumatori diversi dalle imprese e/o per finalità sociali** con ricadute sul territorio. La **verifica del superamento del valore soglia** di energia condivisa incentivata cui hanno accesso le imprese viene svolta dal GSE a conguaglio a fine anno, e l'eventuale **quota eccedentaria** di energia condivisa viene **calcolata** dividendo gli **impianti in 2 insiemi** a seconda che accedano o meno al contributo in conto capitale e la formula utilizzata è

$$\%E_{ACI,ecc,j} = \max \left\{ 0; \frac{E_{ACI,j}}{E_{imm,j}} \cdot 100\% - \text{valore soglia} \right\}$$

con j l'insieme a cui appartengono gli impianti, per i quali deve essere tenuta una **doppia contabilità**.

La fiscalità delle CER

A luglio 2024 l'Agenzia delle Entrate ha pubblicato la risposta a un **interpello** presentata da un'associazione riguardo alla **tassazione della redistribuzione degli incentivi** per l'energia condivisa tra i membri di comunità non costituite come enti commerciali. Questa ha fornito delle **indicazioni utili**:

- la **redistribuzione degli incentivi non aggira il divieto di distribuzione degli utili** sancito dal Codice del Terzo Settore;
- la **tassazione degli incentivi è in capo ai singoli membri** ed è quindi differenziata a seconda del tipo di membro. Nel caso di persone fisiche la tariffa incentivante non costituisce reddito.

Tuttavia, manca ancora una normativa fiscale aggiornata per CER con impianti di potenza superiore a 200 kW.

Il quadro normativo

Il punto di vista degli operatori

Normativa

La pubblicazione della **normativa completa** ha fornito un **quadro più chiaro** in cui gli operatori possono muoversi. La **costruzione della tariffa incentivante** con una quota variabile ha, da una parte, fornito **stabilità alla remunerazione** della quota condivisa di **energia immessa**, dall'altro inserito un **elemento di variabilità**.

L'inserimento del **valore soglia** del 55% di energia **incentivabile accessibile alle imprese** ha reso **difficoltosi i progetti** in cui queste siano presenti, infatti, la quota accessibile deve comprendere anche le spese legate all'eventuale presenza di una ESCo e i costi di gestione. Inoltre, ha generato **incertezza** negli operatori, poiché **non è chiaro** quali **utilizzi** per la quota di incentivi eccedentaria siano **compresi nelle «finalità sociali»** indicate. Inoltre, la gestione contabile per la ripartizione degli incentivi da parte del referente risulta complessa.

Aspetti tecnici

Sono emerse anche **diverse criticità tecniche** nelle fasi di creazione e gestione delle CER: l'**inserimento di impianti** sul portale del GSE richiede il caricamento di una **notevole quantità di dati e di documenti**, un onere non coerente con l'inserimento di piccoli impianti; le **tempistiche** legate ai fondi del PNRR sono **eccessivamente strette**, complicando i progetti che avrebbero beneficiato del contributo a fondo perduto.

Un altro **aspetto critico** riguarda i **dati** di consumo raccolti dai **contatori elettronici**: la **comunicazione dei dati** dai sistemi del GSE alle piattaforme di gestione delle CER **non è ancora stata automatizzata**; su questo punto è però stato pubblicato a luglio 2024 un documento di consultazione per definire le linee guida dell'ampliamento del perimetro di accessibilità al sistema informativo del GSE anche ad altri soggetti.

2.2

Lo stato delle CER in Italia

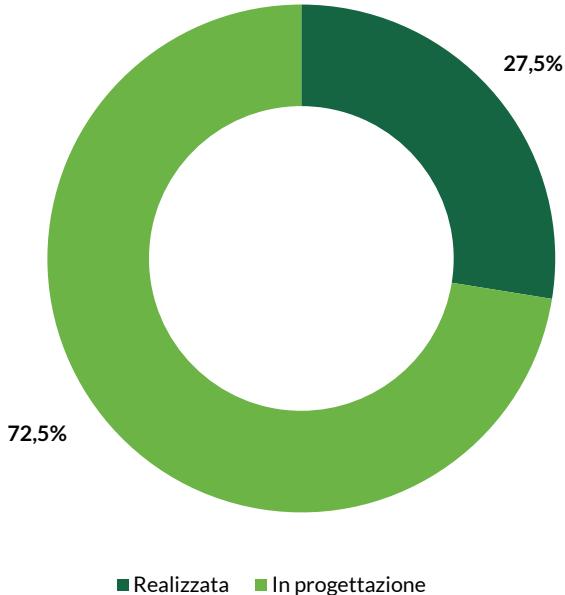
Lo stato delle CER in Italia

Lo stato delle iniziative

A maggio 2024 è stata svolta una ricerca delle **iniziativa** per la costituzione di **configurazioni per l'autoconsumo**, tra comunità energetiche e autoconsumo collettivo, consultando i report pubblicati da Legambiente, ENEA, dalla fondazione Utilitatis, e le notizie pubblicate dalla stampa settoriale e locale per raccogliere dati sullo stato delle iniziative, l'ubicazione, le forme giuridiche adottate, gli impianti installati e i soggetti coinvolti.

Sono state individuate **168 iniziative** per la costituzione di **configurazioni per l'autoconsumo** tra comunità energetiche e autoconsumo collettivo, circa il doppio (+89%) rispetto al 2023: di queste **46** sono state **realizzate** e 121 sono ancora in progettazione. Nella mappatura non sono stati trovati dati per casi di autoconsumatori individuali a distanza.

Iniziative realizzate e in progettazione



Fonte: ri elaborazione E&S da dati pubblicati da Legambiente, Utilitatis, Enea, stampa settoriale e stampa locale.

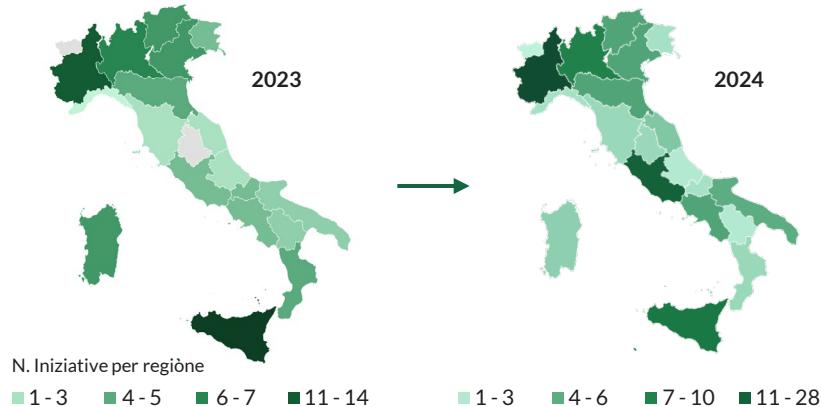
Lo stato delle CER in Italia

La distribuzione geografica e le forme giuridiche

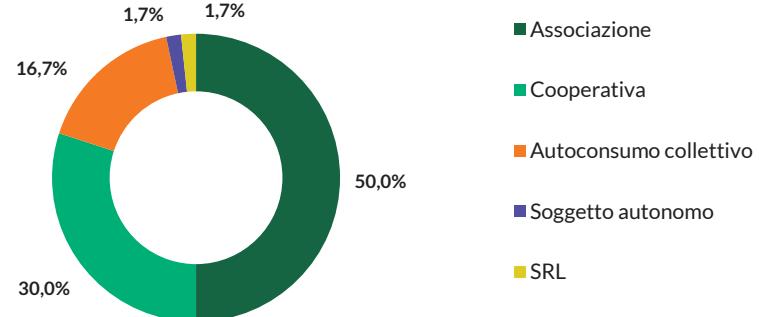
Le regioni che risultano **più attive** sono Piemonte, Lazio, Sicilia e Lombardia nelle quali sono state rilevate 80 iniziative (il 48% del totale). Rispetto al 2023 sono state individuate iniziative in tutte le regioni italiane, il che mostra un interessamento per il tema diffuso su tutto il territorio italiano.

Su un campione di 60 iniziative di cui era nota la **forma giuridica**, nel 50% dei casi è stata costituita un'**associazione** e nel 30% una **cooperativa**. La **scelta dell'associazione**, in particolare l'associazione non riconosciuta, è dovuta ai minori costi richiesti e alla **maggior semplicità in fase di costituzione e di gestione**, poiché le iniziative individuate sono prevalentemente di piccole dimensioni.

Distribuzione geografica delle iniziative mappate



Forma giuridica



Fonte: rielaborazione E&S da dati pubblicati da Legambiente, Utilitatis, Enea, stampa settoriale e stampa locale.

Lo stato delle CER in Italia

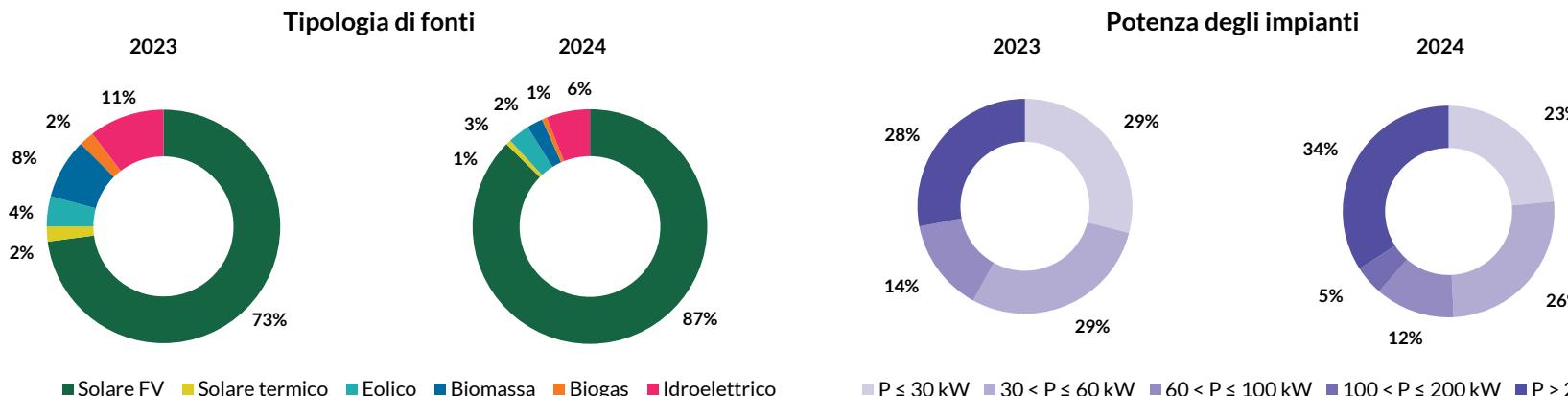
Gli impianti e i dispositivi installati

Su un campione di 123 iniziative* sono stati studiati gli impianti installati:

- **87.4%** degli impianti alimentati da fonte solare **fotovoltaica**, seguono quindi idroelettrico (6.0%), eolico (3.0%) e biomassa (2.2%). Nelle nuove iniziative di CER vengono **installati** nella quasi totalità dei casi **impianti fotovoltaici**, meno onerosi in termini di costi iniziali e costi di gestione.
- La potenza mediana è in leggera crescita da 55 kW nel 2023 a 60 kW nel 2024. Gli **impianti oltre i 200 kW** sono circa il **34% del totale**, ma mantengono una presenza rilevante (23.5%) i piccoli impianti con potenza **inferiore a 30 kW**, a conferma della dimensione limitata delle iniziative attuali.

Fonte: rielaborazione E&S da dati pubblicati da Legambiente, Utilitatis, Enea, stampa settoriale e stampa locale.

(* Data comprendono sia CER sia AUC.



Lo stato delle CER in Italia

Modelli organizzativi delle iniziative

Ad oggi nella maggior parte dei casi, il 58% del totale, il **promotore è un ente pubblico** che fornisce spazi per l'installazione degli impianti e supporta l'aggregazione dei membri, allo scopo di **ridurre le spese, aiutare** le famiglie in **situazioni di disagio economico** e finanziare progetti sul territorio. In questo tipo di modello ricadono anche iniziative promosse da altri soggetti, come enti del terzo settore e cooperative sociali.

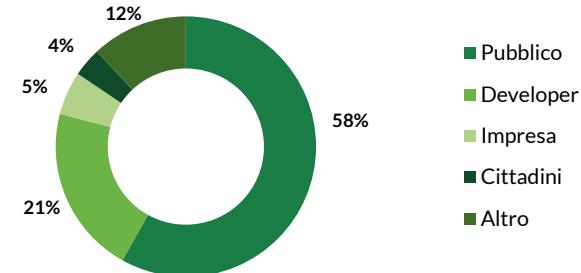
L'altra parte rilevante (21%) è costituita dalle **iniziative promosse da soggetti specializzati**, a supporto di soggetti privati interessati. Una parte minoritaria (9%) è costituita da iniziative promosse **esclusivamente da privati**.

Nel **79% dei casi** l'iniziativa prevede comunque la **presenza di un soggetto esterno specializzato** (ESCo, utility o imprese del settore energetico) che **supporti il promotore** investendo negli impianti e/o supportando le attività di aggregazione dei membri e di gestione della CER. Nel restante 21% dei casi non è nota la presenza di un soggetto specializzato, ma è probabile che sia comunque presente; infatti, i **soggetti promotori non sono sempre preparati** a gestire le **complessità tecniche e burocratiche** che caratterizzano le iniziative per le CER.

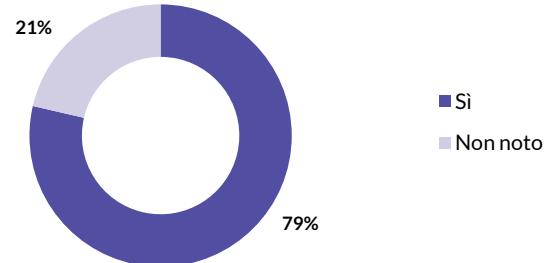
Fonte: Rielaborazione E&S da dati pubblicati da Legambiente, Utilitatis, Enea, stampa settoriale e stampa locale.

Nota: i dati comprendono sia CER sia AUC.

Soggetto promotore



Presenza di soggetto specializzato



2.3

La simulazione economica: i ritorni attesi per i partecipanti alle CER

Simulazione economica

La metodologia adottata

Il contingente di potenza massimo da promuovere tramite tariffa incentivante ammonta a **5 GW** entro il 31/12/2027, di questi, circa 2 GW potrebbero essere finanziati attraverso il contributo a fondo perduto legato a fondi del PNRR. Risulta quindi interessante capire se l'obiettivo possa essere raggiungibile o meno.

Per analizzare il potenziale si è deciso di **partire da un modello di simulazione energetica ed economica di una CER** per calcolare i

risultati economici per le diverse tipologie di membri. I risultati ottenuti vengono **confrontati con le aspettative dei rispondenti al sondaggio** e con le aspettative tipiche di ritorno **delle imprese**. In base a questo confronto e all'analisi del potenziale di installazione verrà stimato un potenziale di diffusione delle CER.

Il modello utilizzato per la simulazione è così caratterizzato:

Membri	<ul style="list-style-type: none">Fino a 8 prosumerN consumer con 9 possibili profili di consumo (3 residenziali, 1 utenza condominiale, 3 PMI e 2 PA)
Impianti	<ul style="list-style-type: none">1 possibile impianto collettivoImpianti dei prosumer
Profili di generazione	Dati presi da database PVGIS SARAH 3 considerando 3 casi di posizionamento geografico: Nord (zona industriale di Milano), Centro (zona industriale di Latina), Sud (zona industriale di Catania) Fattore di degradazione: 0,4%/anno
Profili di prezzo zonale	Dati da analisi interna dell'andamento negli anni precedenti dei prezzi nelle zone di mercato e previsione dei prezzi medi annuali (da 147 €/MWh nel 2024 a 82 €/MWh dal 2037 al 2044)
Note	Considerati i costi del RID, i corrispettivi al GSE e la restituzione degli oneri di trasmissione in BT

Simulazione economica

Le ipotesi di base

Sono state utilizzate le seguenti ipotesi per i parametri economici necessari ai calcoli:

Generali		Amministrativi		Impianti	
PARAMETRI ECONOMICI GENERALI	Dati	PARAMETRI ECONOMICI COMUNITÀ	Dati	PARAMETRI ECONOMICI IMPIANTI	Dati
k_E (residenziali)	3,5%	Capitale di costituzione	<ul style="list-style-type: none">Assoc. non ricon. (condominio): 1.000 €Associazione non riconosciuta: 5.000 €Associazione riconosciuta: 15.000 €	CAPEX (≤ 20 kW)	1.700 €/kW
k_E (aziende)	6%	Atto notarile	<ul style="list-style-type: none">Assoc. non ricon. (condominio): 1.000 €Associazione non riconosciuta: 2.000 €Associazione riconosciuta: 5.000 €	OPEX (≤ 20 kW)	26 €/kW/anno
k_E (PA)	4%	Quota di associazione annuale	<ul style="list-style-type: none">100 €/anno per imprese e PA	CAPEX (≤ 200 kW)	1.400 €/kW
Tasso di interesse banca	4,5%	Costi di gestione (in base al # di membri)	<ul style="list-style-type: none">Costi fissi: da 1.000 a 30.000 €/annoCosti variabili da 20% a 35% degli incentivi	OPEX (≤ 200 kW)	24 €/kW/anno
Ripagamento debito	15 anni	Costi di piattaforma (in base al # di membri)	<ul style="list-style-type: none">Costi fissi: da 500 a 15.000 €/annoCosti variabili da 5% a 10% degli incentivi	CAPEX (> 200 kW)	1.300 €/kW
Tassazione imprese	28%	Modalità di ripartizione degli incentivi	<ul style="list-style-type: none">A: 30% uguale per tutti i membri e 70% proporzionale al contributo all'E condivisaB: proporzionale al contributo all'E condivisa	OPEX (> 200 kW)	22 €/kW/anno
Quota detrazioni fiscali	36%			Periodo manutenzione straordinaria	12 anni
Tetto detrazioni fiscali	48.000 €			Costo manutenzione straordinaria [%CAPEX]	5%
Periodo detrazioni fiscali	10 anni				
Tasso di inflazione	2%				

Simulazione economica

Gli archetipi scelti

Sono state analizzate le performance energetiche ed economiche di alcuni archetipi di CER lungo il periodo di durata degli incentivi (20 anni) per valutarne la fattibilità e la capacità di generazione di valore. In particolare, sono state prese in considerazione le seguenti variabili: % di energia condivisa rispetto al totale della generazione e rispetto alle immissioni nette; valore generato cumulato per la comunità su 20 anni come somma degli incentivi, della restituzione degli oneri da parte di ARERA e dell'eventuale

risparmio da autoconsumo in capo alla comunità; incentivo cumulato su 20 anni al netto delle spese. Per i membri consumatori è stato analizzato il flusso di cassa medio netto annuo sui 20 anni considerati.

Inoltre, sono stati simulati scenari di condivisione dell'energia crescente, in termini di rapporto tra energia condivisa ed energia immessa:

	Bassa condivisione	Medio-bassa condivisione	Media condivisione	Medio-alta condivisione	Alta condivisione
% E condivisa/E immessa	0% - 20%	20% - 40%	40% - 60%	60% - 75%	75% - 100%

Vengono riportati, a titolo di esempio, i risultati solo per alcuni dei casi studiati, in particolare per:

Tipo di configurazione	Descrizione breve
CER trainata da PA con contributo PNRR ed ESCo (caso 1)	Caso in cui la CER viene promossa da un ente pubblico che fornisce gli spazi per l'installazione degli impianti e il capitale per la costituzione dell'associazione, e svolge il ruolo di aggregatore dei membri. L'impianto è finanziato tramite una ESCo e con il contributo da fondi PNRR.
CER residenziale con ESCo (caso 2)	Caso in cui la CER viene promossa da una ESCo, la quale finanzia l'installazione degli impianti e si occupa della gestione.
CER trainata da imprese (caso 3)	Caso in cui delle imprese concedono l'eccesso di produzione degli impianti installati sui loro edifici per il calcolo dell'energia condivisa all'interno della comunità e svolgono il ruolo di aggregatori dei membri.

Simulazione economica

Gli archetipi scelti – CER trainata da PA con contributo PNRR ed ESCo

In questo esempio la CER viene **promossa dalla PA** (che versa il capitale iniziale di 1.000 €), che installa un **impianto FV** su un **ufficio pubblico** accedendo al **contributo a fondo perduto del 40%**, per il restante **60%** viene fatto un **contratto con una ESCo** che **finanzia l'impianto** e si occupa della gestione della CER, dei costi del RID e dei corrispettivi al GSE; essa riceve una **quota annuale**

fino al **ripagamento del finanziamento** e **trattiene i ricavi da vendita dell'impianto**. I membri non versano una quota annuale di partecipazione, e ricevono una quota del valore generato dalla CER proporzionale al proprio contributo all'energia condivisa (modalità di ripartizione B).

CER trainata da PA con contributo PNRR ed ESCo (caso 1)		Prosumer		ESCo	
Località: Milano		 x 1	 * 100 kW	Quota impianto a carico: 100% (tolta la quota finanziata con il contributo a fondo perduto) TAN: 5% Quota di capitale proprio: 50% Quota trattenuta ricavi da vendita: 100%	
Consumers		Prosumer		ESCo	
Scenario bassa condivisione	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario media condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione	
 x 3  x 2  x 1	 x 5  x 6  x 3	 x 6  x 8  x 7	 x 8  x 15  x 10	 x 15  x 25  x 20	
Legenda:		 Residenziale, 1 persona	 Residenziale, 2 persone	 Residenziale, 4 persone	 PMI, basso consumo
		 PMI, alto consumo	 Scuola	 Ufficio pubblico	 Condominio

Simulazione economica

I risultati – CER trainata da PA con contributo PNRR ed ESCo (caso 1, modalità ripartizione B)

CER	Scenario bassa condivisione	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario media condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione	Tariffa media [€/MWh]	64,8
% E condivisa/E immessa	12%	28%	46%	72%	83%	E prodotta [MWh]	105,7
% E condivisa/E prodotta	3%	6%	11%	16%	19%	E immessa [MWh]	22,9
Valore generato cumulato [k€]	4,5	10,0	16,8	26,2	30,2		
Incentivo cumulato [k€]	3,9	8,6	14,5	22,5	26,0		
Consumers							
👤 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	29,30	25,60	23,90	15,60	12,60	% autoconsumo	75%
👥 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	37,70	34,90	31,80	20,40	16,20	Risparmio cumulato [k€]	306
👤👤👤 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	40,10	37,40	35,40	23,30	18,60		
🏡 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	-	-	-	549	447	ESCo	
						NPV [k€]	30,2
						IRR [%]	6%
						PBT [anni]	10

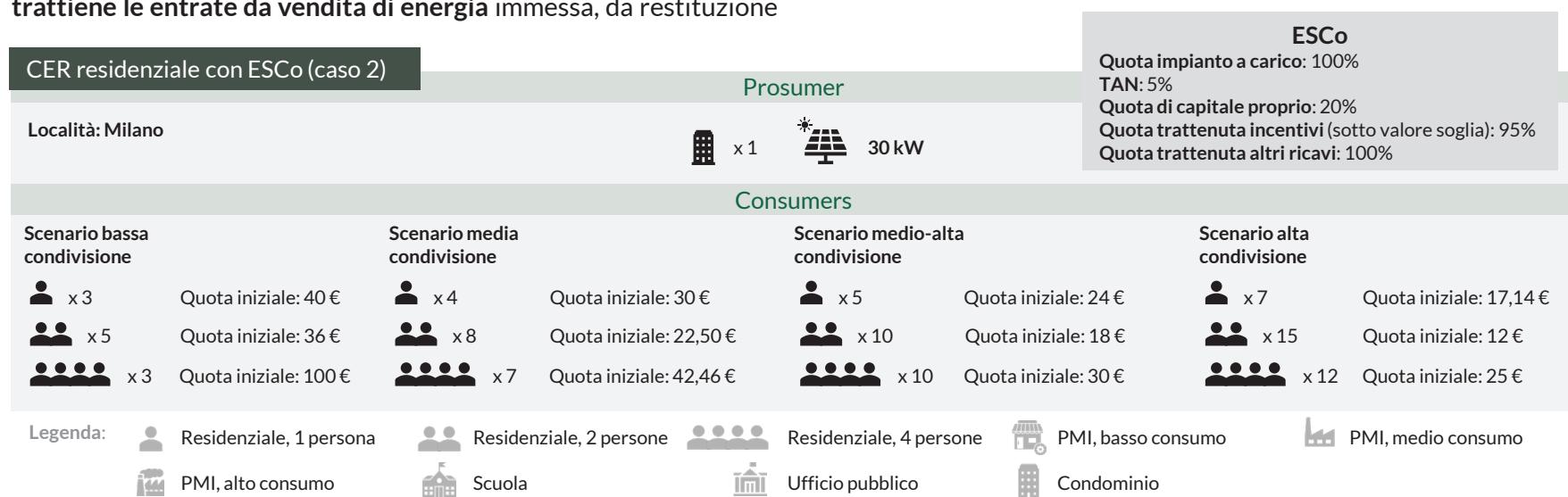
In questo scenario, il promotore della CER riesce a beneficiare del risparmio da autoconsumo derivante dall'impianto installato. Il valore generato dalla CER nei 20 anni (prevalentemente dato dall'incentivo ricevuto), crescente con la % di condivisione, consente ai membri consumatori residenziali di realizzare un beneficio annuo compreso tra 10 e 40 €/anno e alla scuola di ricevere circa 500 €/anno, che potrebbero essere utilizzati per progetti a carattere sociale. Inoltre, l'investimento della ESCo nell'impianto ha parametri che le permettono di rientrare dell'impegno in un tempo ragionevole.

Simulazione economica

Gli archetipi scelti – CER residenziale con ESCo

In questo caso l'impianto viene installato sul tetto di un **condominio**, che ne usufruisce per l'autoconsumo delle parti comuni, e l'eccedenza viene **condivisa** all'interno della CER. La **ESCo si fa carico dei costi** (sia di impianto sia di gestione) e trattiene le entrate da vendita di energia immessa, da restituzione

degli **oneri** e di una **quota degli incentivi** (esclusa la quota eccedentaria). I membri ricevono una quota del valore generato dalla CER proporzionale al proprio contributo all'energia condivisa (modalità di ripartizione B).



Simulazione economica

I risultati – CER residenziale con ESCo (caso 2, modalità ripartizione B)

CER	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario media condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione	
% E condivisa/E immessa	37%	56%	66%	75%	Tariffa media [€/MWh] 129,3
% E condivisa/E prodotta	32%	47%	55%	64%	E prodotta [MWh] 31,7
Valore generato cumulato [k€]	99,0	113,1	120,2	127,3	E immessa [MWh] 25,5
Incentivo cumulato [k€]	25,9	38,9	45,5	52,1	
Consumers					
👤 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	5,70	4,80	4	3,20	
👥 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	7,80	6,40	5,20	4	
👤👤👤 Flusso di cassa netto medio [€/anno]	8,60	7,10	5,70	4,50	
ESCo					
NPV [k€]	-4,7	0,4	1,7	2,2	
IRR [%]	-5%	0%	2%	2%	
PBT [anni]	-	21	20	19	

In questo scenario i membri residenziali hanno un **flusso di cassa** annuo di modesta entità ma una **quota rilevante del valore generato** dalla CER è il **risparmio da autoconsumo** con cui è possibile **ridurre le spese condominiali**, di cui beneficiano i membri stessi. La ESCo, invece, ha accesso alle entrate da vendita dell'energia immessa anche per gli anni successivi alla fine degli incentivi.

Simulazione economica

Gli archetipi scelti – CER trainata da imprese

In questo caso i membri prosumer sono 4 imprese manifatturiere che mettono in condivisione con la CER l'energia in eccesso prodotta da 4 impianti sovradimensionati rispetto al solo autoconsumo finanziati a debito per il 60%. Il capitale di 15.000 € per la costituzione dell'associazione riconosciuta viene messo dalle 4 imprese (15% dall'impresa basso-consumante, 35% dalle

imprese medio-consumanti e 50% da quella alto-consumante). Metà dell'incentivo spettante agli enti pubblici (scuola e ufficio) viene ripartito tra i residenziali in parte con una quota fissa per tutti e in parte con una quota proporzionale al contributo all'energia condivisa (modalità di ripartizione A).

CER trainata da imprese (caso 3)		Prosumer			
Località: Milano		40 kW	100 kW	250 kW	
 x 1	 40 kW	 x 2	 100 kW	 x 1	 250 kW
Consumers					
Scenario bassa condivisione	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione		
 x 10	 x 25	 x 30	 x 40	 x 2	
 x 20	 x 50	 x 50	 x 60	 x 1	
 x 15	 x 30	 x 40	 x 50		
Legenda:					
 Residenziale, 1 persona	 Residenziale, 2 persone	 Residenziale, 4 persone	 PMI, basso consumo	 PMI, medio consumo	
 PMI, alto consumo	 Scuola	 Ufficio pubblico	 Condominio		

Simulazione economica

I risultati – CER trainata da imprese (caso 3, modalità ripartizione A)

CER	Scenario bassa condivisione	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione	Tariffa media [€/MWh]	124,2
% E condivisa/E immessa	19%	39%	69%	82%	E prodotta [MWh]	517,9
% E condivisa/E prodotta	5%	10%	17%	21%	E immessa [MWh]	125,0
Valore generato cumulato [k€]	67,0	137,7	242,7	291,1		
Incentivo netto generato [k€]	7,9	-49,2	19,9	51,9		
Consumers						
Flusso di cassa netto medio [€/anno]	7,10 / 8,30	-	11,00 / 13,60	17,90 / 22,00		
Flusso di cassa netto medio [€/anno]	-	-	-	150		
Flusso di cassa netto medio [€/anno]	-	-	293	521		
Prosumers	Caso senza CER					
NPV [k€] (levered)	10,7	26,4	92,4	6,7	21,3	80,8
IRR [%]	5%	5%	7%	3%	4%	6%
PBT [anni]	14	14	11	17	16	12

% autoconsumo	73%	73%	72%
Risparmio cumulato [k€]	120	299	735

Le CER che nascono intorno agli impianti installati da imprese manifatturiere, riescono ad aggregare un notevole numero di membri con una certa varietà di profili di consumo, permettendo migliori performance negli scenari di elevata condivisione dell'energia.

Simulazione economica

Il riepilogo dei risultati

		Scenario bassa condivisione	Scenario medio-bassa condivisione	Scenario media condivisione	Scenario medio-alta condivisione	Scenario alta condivisione
CER trainata da PA con contributo PNRR ed ESCo	% E condivisa/E immessa	12%	28%	46%	72%	83%
	Valore generato cumulato [k€]	4,5	10,0	16,8	26,2	30,2
CER residenziale con ESCo	% E condivisa/E immessa	-	37%	56%	66%	75%
	Valore generato cumulato [k€]	-	99,0	113,1	120,2	127,3
CER trainata da imprese	% E condivisa/E immessa	19%	39%	-	69%	82%
	Valore generato cumulato [k€]	67,0	137,7	-	242,7	291,1
CER trainata da una impresa ⁽¹⁾	% E condivisa/E immessa	12%	33%	-	73%	84%
	Valore generato cumulato [k€]	8,6	24,1	-	52,8	61,1

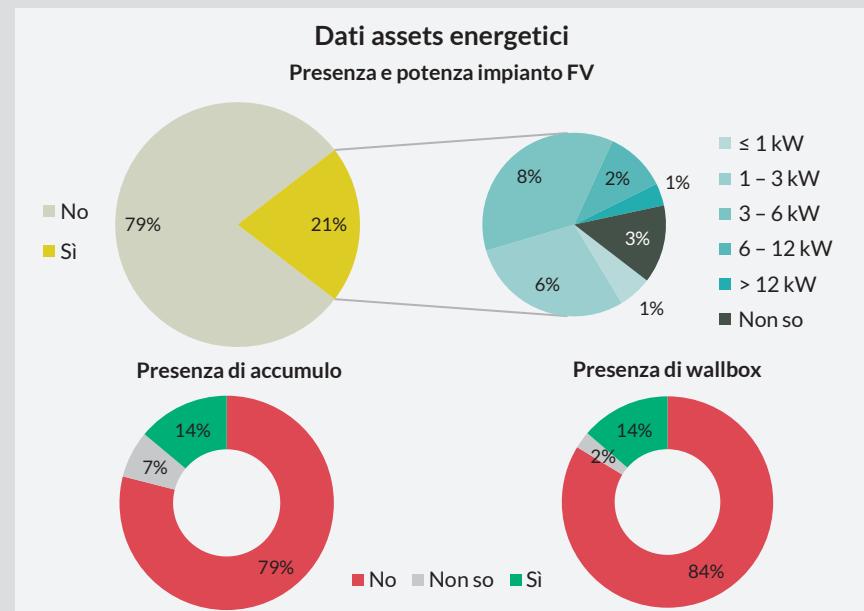
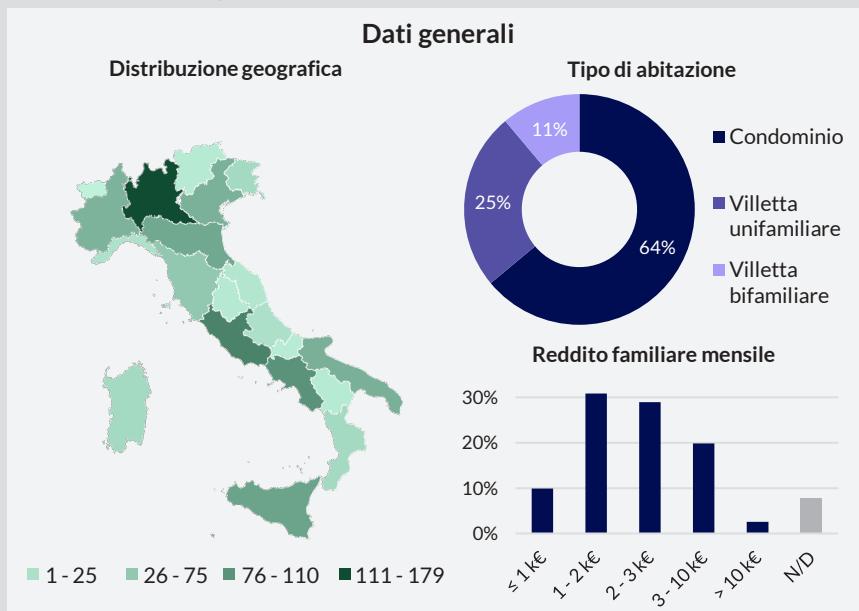
I risultati delle simulazioni effettuate mostrano come il **valore generato** nei 20 anni sia sostanzialmente determinato dalla % di condivisione dell'energia all'interno della comunità, in quanto gli incentivi sull'energia condivisa costituiscono una parte rilevante del valore complessivo. Tuttavia, poiché i **risultati** sono fortemente dipendenti anche dalle specificità dei progetti (ad esempio composizione e numero dei membri, posizione geografica, tipo di finanziamento) non è possibile trovare una tipologia di configurazione adatta ad ogni caso: la configurazione ottimale deve essere analizzata caso per caso.

(1) vengono riportati solo alcuni risultati, il caso indicato è simile a quanto descritto per il caso 3 ma con una sola impresa che investe capitale proprio nell'impianto.

Box: Il sondaggio sulle CER | L'anagrafica dei rispondenti

E' stato effettuato un **sondaggio** tra 1000 cittadini per sondare l'interesse, i driver e le barriere per comunità energetiche e flessibilità. I rispondenti sono stati scelti in modo da avere un

numero statisticamente rilevante di persone a conoscenza del tema delle comunità energetiche e della flessibilità.

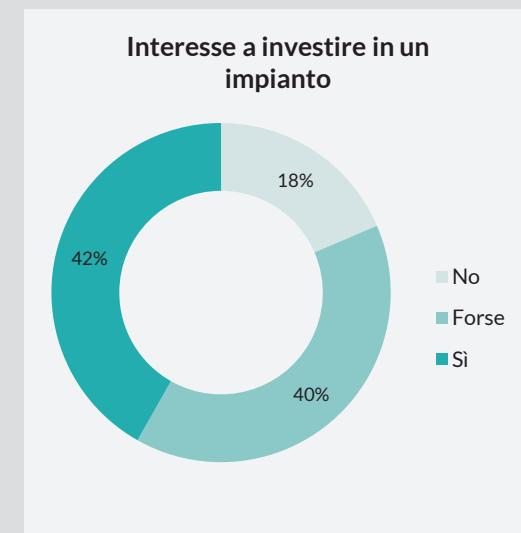
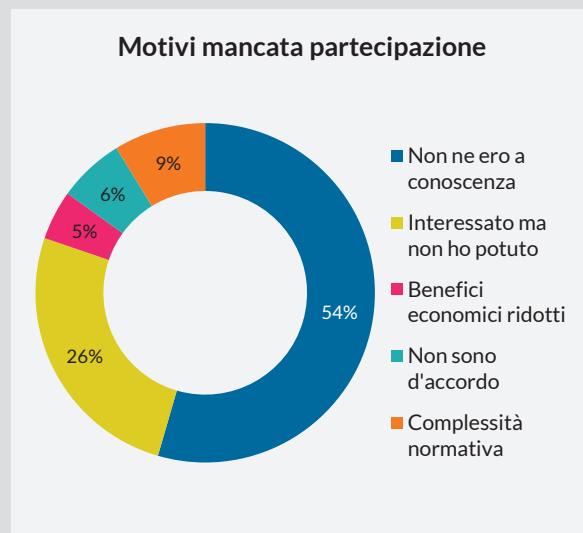


Box: Il sondaggio sulle CER | Partecipazione e interesse

Tra i partecipanti al sondaggio, il 79% non partecipa a una configurazione per l'autoconsumo, a questo gruppo è stato chiesto il motivo per la mancata partecipazione e se fossero interessati a investire in un impianto.

Il 54% non partecipa per **mancanza di conoscenza del tema CER**,

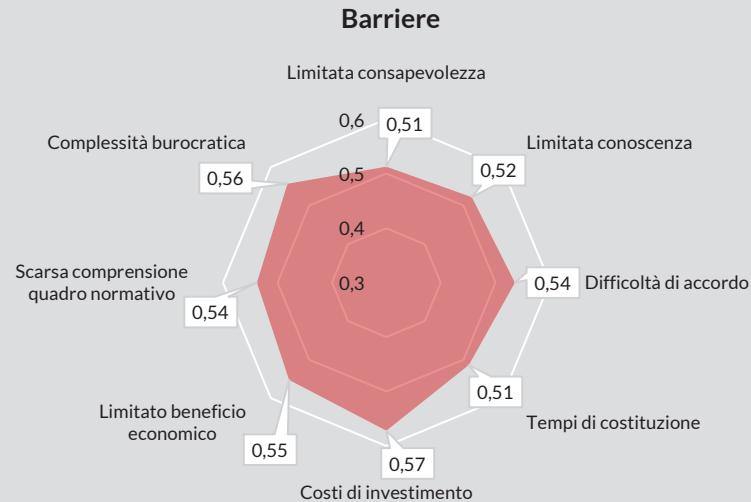
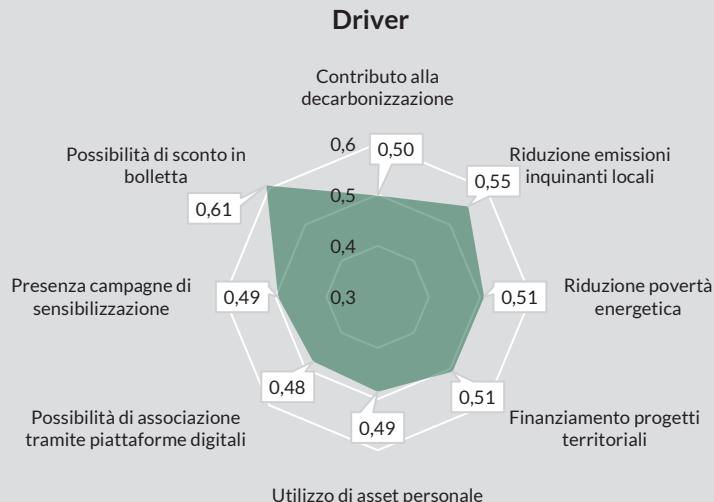
mentre un 26% che risulta **interessato non ha poi potuto aderire a una CER**, probabilmente per mancanza di opportunità. Risulta comunque elevata (42%) la quota di persone interessate a investire in un impianto condiviso, a cui si aggiunge un 40% di persone indecise.



Box: Il sondaggio sulle CER | Driver e barriere

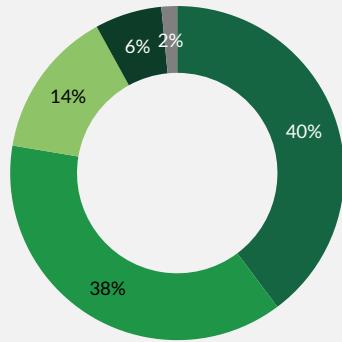
Dall'analisi di driver e barriere risulta evidente come gli **aspetti economici siano prevalenti** sia dal punto di vista dei **possibili benefici** (ad esempio sconti in bolletta) sia dal punto di vista degli **alti costi iniziali** per la costituzione della comunità e l'installazione degli impianti. Assumono rilevanza anche la **mancanza di chiarezza**

e la **complessità burocratica** richiesta per portare avanti le iniziative, un aspetto comune con le osservazioni degli operatori del settore. Tuttavia, i **benefici economici non sono l'unico driver** delle iniziative: anche gli **aspetti ambientali e sociali** sono importanti per i cittadini interessati alle CER.



Box: Il sondaggio sulle CER | Incrementare la partecipazione

Iniziative per maggiore partecipazione



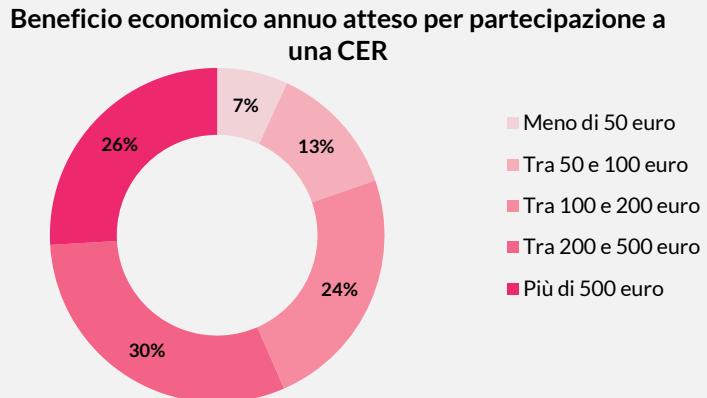
Il **supporto finanziario ed economico** da parte dell'amministrazione pubblica (40%) risulta avere un **peso simile alla chiarezza e alla trasparenza delle informazioni fornite** (38%).

Tra le iniziative per incrementare la partecipazione e l'interesse verso le CER due hanno grande rilevanza:

- il **supporto finanziario ed economico** da parte dell'amministrazione pubblica (40%), che conferma i risultati ottenuti dall'analisi di driver e barriere e
- la **chiarezza e la trasparenza delle informazioni** fornite (38%).

Agire su questi due punti richiede il **coinvolgimento di enti pubblici**, ad esempio con ruolo di garante per permettere l'accesso a finanziamenti da parte dei soggetti interessati e con campagne informative per i cittadini, e di **operatori del settore**, che potrebbero investire negli impianti alleggerendo dalla elevata richiesta di capitale iniziale i soggetti interessati e agevolando la fase di costituzione, come richiesto dal 14% dei rispondenti.

Box: Il sondaggio sulle CER | Le attese economiche



L'80% del campione si attende ritorni annui superiori a 100 €/anno e solo il 7% si aspetta di ricevere meno di 50 €/anno.

Secondo i risultati del sondaggio **solo il 7%** dei rispondenti sarebbe interessato a ricevere meno di 50 €/anno dalla partecipazione ad una CER; dai risultati delle simulazioni effettuate i **benefici ottenibili risultano tipicamente inferiori a tale cifra**. C'è quindi una discrepanza tra le aspettative dei cittadini e il reale guadagno dalla partecipazione a una CER. Anche **confrontando i benefici annui con la spesa annua per la bolletta elettrica, il rapporto risulta pari a circa il 3-4%**, una quota non sufficiente a suscitare interesse in larga parte della popolazione.

Caso 1 (scenario medio-alta condivisione)	1	2	3
Consumo annuo [kWh]	2.329	3.042	3.806
Beneficio economico annuo [€/anno]	15,60 €	20,40 €	23,30 €
Spesa annua bolletta elettrica [€/anno]	436,56 €	570,23 €	713,45 €
% beneficio/spesa	3,6%	3,6%	3,3%



Le innovazioni nel dispacciamento delle risorse distribuite

CAP.

Le UVAM e la flessibilità locale

03

Messaggi chiave

Il progetto pilota UVAM: partecipazione in calo nel tempo ma cresce l'affidabilità delle unità

La partecipazione al progetto pilota UVAM è diminuita nel tempo: la saturazione media del contingente è passata dal 90% del 2021 al 17% dei primi 9 mesi del 2024. Nel frattempo, le UVAM abilitate si sono ridotte di oltre un terzo e ammontano a 174 a settembre 2024. Le cause sono riconducibili sia a fattori normativi, quali l'introduzione dei test di affidabilità, che a fattori di mercato, quali gli elevati prezzi dell'elettricità osservati nel 2022.

Mentre la partecipazione al pilota si è ridotta, è aumentata l'affidabilità delle UVAM. Se tra agosto 2021 e luglio 2022 solo un decimo degli ordini di dispacciamento a salire di TERNA sono stati eseguiti integralmente, nel periodo tra agosto 2023 e luglio 2024 un ordine su cinque è stato eseguito integralmente.

Progetti pilota di flessibilità locale al via: interesse da parte dei BSP e del settore residenziale

RomeFlex, EDGE, e MindFlex sono i pilota approvati da ARERA. Gli operatori hanno saturato l'80% dei contingenti disponibili nelle aste finora effettuate. Emerge una generale positività circa l'andamento del pilota, ad esempio in termini di interesse e partecipazione da parte degli operatori a un progetto introdotto di recente. Inoltre, il settore residenziale mostra interesse verso i pilota: il 18% dei 1000 rispondenti al sondaggio stanno valutando di parteciparvi. Infine, le «aspettative» economiche associate alla partecipazione ai piloti di flessibilità locale dei due terzi dei rispondenti, superiori ai 100 euro annui di profitti, rischiano di non risultare raggiungibili, alla luce delle potenze messe a disposizione (tra 1 e 3 kW) e delle relative ore di attivazione (tra 1 e 6 ore al giorno).

3.1

I risultati ed il bilancio del progetto pilota UVAM

Introduzione

La flessibilità e il progetto pilota UVAM

La flessibilità elettrica

La **flessibilità elettrica** indica la capacità di un sistema elettrico di **gestire** in maniera efficace ed efficiente la **variabilità della produzione** e della **domanda elettrica**. La **flessibilità** sulla scala della **rete di trasmissione** viene chiamata «**globale**», mentre la **flessibilità** a livello delle **reti di distribuzione** viene chiamata «**locale**». Nel presente capitolo, in merito alla **flessibilità globale** sono presentati i risultati del **progetto pilota UVAM**, mentre relativamente alla **flessibilità locale** sono presentate le prime risultanze dei **progetti pilota di flessibilità locale**.

Il progetto pilota UVAM

Il **quadro regolatorio «tradizionale»** delineato dalla **deliberazione 111/06**, avente come riferimento un sistema basato su risorse programmabili e centralizzate, necessita di essere **adattato al sistema elettrico in evoluzione**. Per valutare la capacità delle **piccole risorse distribuite** di fornire servizi ancillari e di contribuire alla flessibilità globale, è stato avviato il **progetto pilota UVAM** con la **delibera 300/2017**. Tale progetto **si concluderà nel 2025**, con l'entrata in vigore delle disposizioni del TIDE. Nel presente capitolo del Report proponiamo un'**analisi sul progetto pilota UVAM**, al fine di trarne un bilancio mentre volge al termine.

Il bilancio sul progetto pilota

La ragioni alla base della variazione nella partecipazione

Si è osservata una significativa variazione nella partecipazione da parte degli operatori al progetto pilota. Tra le cause, si hanno sia fattori normativi che di mercato.

Fattori normativi

- Con la **Delibera 70/2021**, che ha approvato le modifiche predisposte da Terna al progetto pilota, sono stati introdotto i **test di affidabilità** con perdita dell'abilitazione in caso di mancato superamento, che hanno contribuito a **ridurre il numero di UVAM**.
- Con la **Delibera 366/2023**, che ha approvato le modifiche predisposte da Terna al progetto pilota, è stato **eliminato il tetto di 4 test annui**. Ciò ha contribuito ad una ulteriore riduzione della partecipazione degli operatori al pilota.

Fattori di mercato

- Gli **strike price** di **200 e 400 EUR/MWh** non si sono rivelati sempre adatti ai **picchi** degli esiti dei **mercati elettrici**, generando quindi una riduzione nell'interesse a partecipare alla sperimentazione.
- L'avvicinamento alla **conclusione** del pilota ha generato una **riduzione dell'interesse** a partecipare al pilota, soprattutto da parte degli operatori che non vi avevano mai partecipato e che avrebbero dovuto affrontare investimenti per partecipare per un periodo limitato.
- L'**incremento del numero di attivazioni** da parte di TERNA nel corso del tempo ha reso più difficile partecipare al pilota, soprattutto per le unità di consumo.

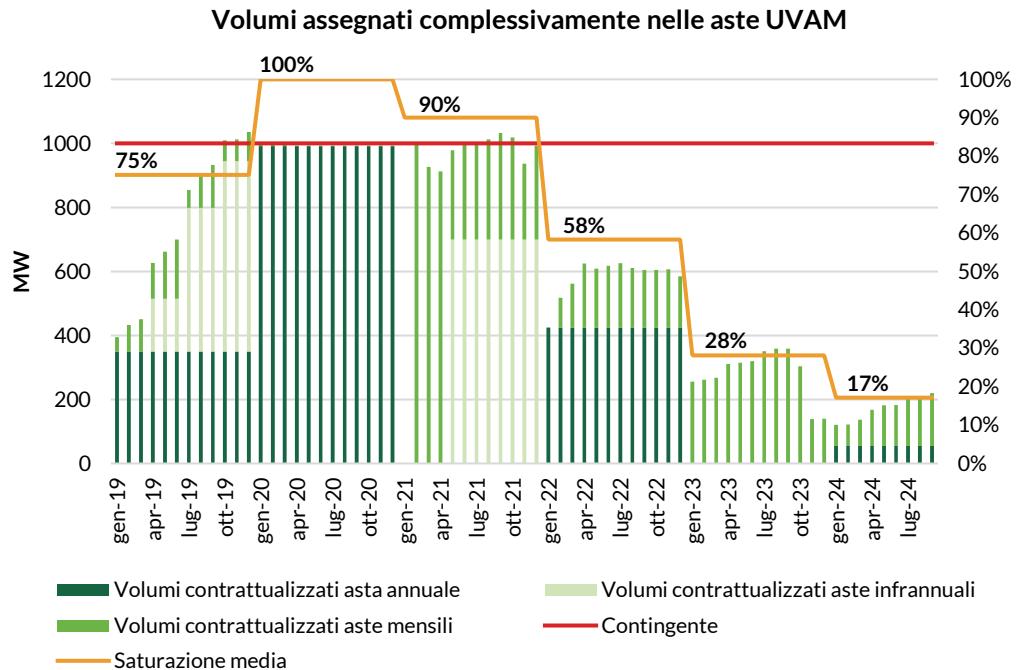
Nelle due slide successive, sono presentati dei dati per mostrare la variazione della partecipazione al pilota, in termini di volumi assegnati nelle aste di approvvigionamento a termine e di UVAM abilitate.

I risultati del progetto pilota UVAM

Volumi assegnati nelle aste

Osservando i **volumi assegnati** nelle aste, si possono notare gli effetti sulla partecipazione al pilota dei fattori normativi e di mercato presentati nella slide precedente:

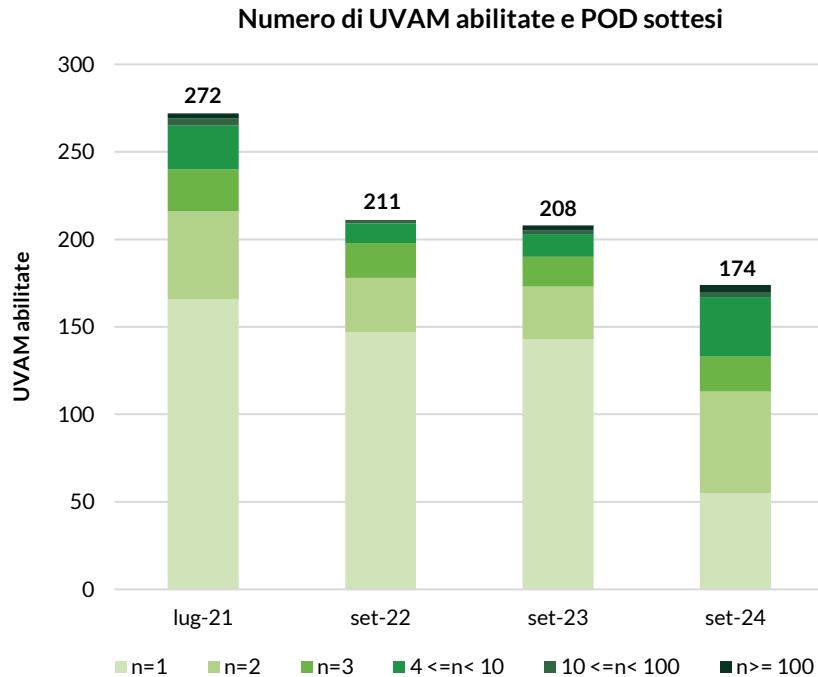
- Nel 2019 e nel 2020 la **partecipazione è cresciuta**, saturando il **contingente** disponibile nel 2020;
- Nel 2021 si notano gli effetti dei **test di affidabilità**, con la **saturazione del contingente** che è calata al **90%**;
- Gli incrementi dei prezzi risultanti dai mercati elettrici osservati nel **2022** hanno contribuito ad un'ulteriore riduzione della **saturazione del contingente**, che ha raggiunto il **58%**;
- In seguito, l'eliminazione del **tetto dei 4 test annui** e l'avvicinarsi della **fine del progetto pilota** hanno portato ad una ulteriore riduzione della **saturazione del contingente**, che ha raggiunto il **17%** nel **2024⁽¹⁾**.



(1) sono inclusi i dati da gennaio a settembre 2024. Fonte: rielaborazione su dati TERNA.

I risultati del progetto pilota UVAM

Numero di UVAM abilitate

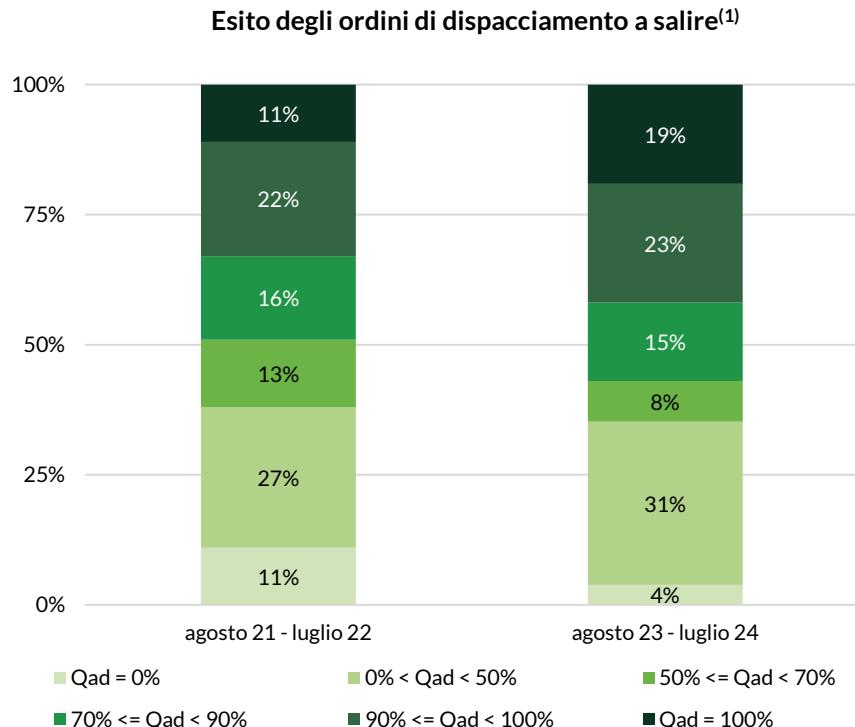


Fonte: rielaborazione su dati TERNA.

Per le stesse cause che hanno portato a una riduzione dei volumi assegnati nelle aste di approvvigionamento a termine, le **UVAM abilitate** si sono **ridotte notevolmente negli ultimi tre anni**. In particolare, il **numero di UVAM abilitate** si è contratto di oltre un **terzo** nel periodo considerato, passando da **272** a **174** unità. Inoltre, emerge che le UVAM abilitate risultano **perlopiù costituite da 1 o 2 POD**: a settembre 2024, si calcola che oltre il **64%** delle UVAM abilitate sono costituite da 1 o 2 POD.

I risultati del progetto pilota UVAM

Esito degli ordini di dispacciamento a salire



Mentre le UVAM si sono ridotte, si è osservato un incremento della loro «affidabilità»⁽²⁾, dimostrato dagli esiti degli ordini di dispacciamento a salire di TERNA.

Considerando gli ordini di dispacciamento «a salire» inviati da TERNA, nel periodo tra agosto 2021 e luglio 2022 solo nell'11% dei casi è stata fornita tutta la quantità richiesta, mentre in un terzo dei casi è stato fornito almeno il 90% della quantità richiesta.

Nel periodo tra agosto 2023 e luglio 2024, gli ordini sono stati eseguiti integralmente in un caso su cinque e nel 40% dei casi circa è stato fornito oltre il 90% della quantità richiesta.

(1) Qad indica la quota di adempimento all'ordine di dispacciamento di TERNA. (2) L'affidabilità è da intendersi come la capacità di rispondere correttamente agli ordini di dispacciamento impartiti da Terna.
Fonte: rielaborazione su dati TERNA

I risultati del progetto pilota UVAM

Gli operatori con la maggiore capacità assegnata nelle aste⁽¹⁾

Osservando la capacità assegnata nelle aste UVAM, emerge che il mercato è piuttosto concentrato, con le prime cinque società che hanno coperto tra il 71% e l'86% della capacità assegnata annualmente dal 2019 al 2024. Inoltre, le società ai vertici del mercato sono spesso le stesse: si contano infatti solamente 12 società diverse nelle top 5 dal 2019 al 2024. Mentre i volumi complessivamente assegnati nel progetto sono calati, alcune società sono rimaste ai vertici del mercato. Tali società hanno partecipato attivamente al pilota e hanno allocato delle risorse per prendervi parte, nelle quantità decise da ogni realtà per poter testare il pilota.

(1) dati da gennaio a settembre 2024. I diversi prodotti (annuale, infrannuale, mensile) sono considerati avere pesi proporzionale alla durata in mesi (es., il prodotto annuale ha un peso di 12, il prodotto mensile ha un peso di 1). Fonte: rielaborazione su dati TERNA.

		2019		2020		2021		2022		2023		2024
1°	enel x	39%	enel x	35%	enel x	26%	enel x	21%	edelweiss energia	46%	Glax	40%
2°	burgenergia	13%	EGO	14%	burgenergia	15%	edelweiss energia	18%	Glax	10%	EGO	23%
3°	EGO	10%	epq	13%	EGO	13%	4energia	16%	epq	7%	FLEXCITY by VECOLA	10%
4°	epq	9%	burgenergia	12%	edelweiss energia	9%	FLEXCITY by VECOLA	10%	enel x	7%	EDISON	7%
5°	edelweiss energia	7%	edelweiss energia	6%	epq	8%	epq	9%	ENGIE	7%	DXT	5%
Totale Top 5		~78%	~80%		~71%	~74%		~78%	~86%			

Il bilancio sul progetto pilota

Il punto di vista degli operatori

Si riportano di seguito i principali punti positivi e negativi del progetto pilota UVAM emersi dal confronto con gli operatori.

		Commento
Positivi	Il principio di apertura dei servizi di flessibilità alle risorse distribuite	Il principio alla base del pilota, ovvero l'apertura del MSD alle risorse distribuite viene considerato un punto positivo della sperimentazione.
	Il corrispettivo fisso come driver verso la partecipazione	Il corrispettivo fisso, che ha rappresentato una componente significativa dei ricavi per gli operatori, è stato un punto apprezzato del progetto.
	L'importanza della sensibilizzazione dei piccoli impianti	Viene giudicato positivamente l'impatto del pilota in termini di sensibilizzazione per le risorse distribuite circa la possibilità di fornire servizi ancillari.
	Normativa in rapida evoluzione	La normativa in rapida evoluzione ha rappresentato un punto che ha generato maggiori complessità e minore stabilità per gli operatori.
Negativi	Difficoltà nella previsione dei ricavi	Alcuni BSP indicano una difficoltà nella previsione dei ricavi, nello specifico della quota variabile, associati al progetto pilota.
	Complessità gestionale	Tali complessità si esemplificano ad esempio in termini di gestione delle risorse distribuite da parte dei BSP, in particolare in caso di soggetti terzi rispetto al BSP che mettono a disposizione delle risorse per partecipare al pilota.

Si osserva che, a partire dal **gennaio 2025** con l'entrata in vigore del **TIDE**, sarà eliminato il **corrispettivo fisso** associato alla fornitura di servizi ancillari da parte delle risorse distribuite. Tale corrispettivo è stato giudicato come uno dei punti positivi del progetto pilota UVAM dagli operatori. In tal senso, il **rischio principale legato** alla sua eliminazione è una **riduzione della partecipazione delle risorse distribuite ai servizi di flessibilità**, in seguito all'esperienza maturata dal 2019 al 2024 con il progetto pilota UVAM.

3.2

I progetti pilota di flessibilità locale

Introduzione

La flessibilità locale (1/2)

La flessibilità locale

La **flessibilità locale** indica la capacità di gestire la **variabilità** della produzione e dei consumi **da parte dei DSO** a livello delle reti di distribuzione.

I progetti pilota di flessibilità locale

Con la **delibera 352/2021** sono istituiti i **progetti pilota** per l'approvvigionamento da parte dei **DSO** di **servizi ancillari locali** utili a gestire in modo efficiente e sicuro le reti di distribuzione. In questo modo si potrà testare l'effettiva capacità delle risorse distribuite e di piccola taglia di contribuire alla flessibilità «locale» del sistema elettrico. Nel presente capitolo del Report presentiamo i **primi risultati** ottenuti dai progetti pilota di flessibilità locale in corso.

Introduzione

La flessibilità locale (2/2)

La delibera 352/2021 istituisce i **progetti pilota** per l'approvvigionamento da parte dei DSO di **servizi ancillari locali** utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione.

Caratteristiche dei progetti pilota

I progetti pilota hanno l'obiettivo di **sperimentare le soluzioni più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali** e la relativa remunerazione.

I soggetti coinvolti

- I **DSO**, tenuti a identificare tipologia e fabbisogno dei servizi ancillari locali necessari.
- Le **risorse di flessibilità**, rappresentate dalle **UP**, dalle **UC**, e dai **sistemi di accumulo** che rispettino i requisiti definiti dai regolamenti specifici di ciascun DSO.
- I **BSP**, che rappresentano gli aggregatori delle risorse di flessibilità e la controparte dei DSO al fine dell'erogazione del servizio.

Il post-progetti pilota

I progetti avranno valenza di «regolazione pilota». ARERA definirà la regolazione a regime nel TIDE, al termine della sperimentazione.

I progetti pilota di flessibilità locale

Lo stato dei progetti approvati

Attualmente sono stati presentati e approvati i tre progetti qui sintetizzati.

Progetti pilota in corso			
Nome progetto	RomeFlex	EDGE	MindFlex
DSO			
Luogo	Comune di Roma	Province di Benevento, Cuneo, Foggia e Venezia	Comune di Milano
Periodo	Approvato per il 2024 (possibile estensione negli anni successivi)	2024 (possibile estensione negli anni successivi)	Approvato per il 2024

I progetti pilota di flessibilità locale

I primi risultati dei progetti pilota

I risultati ottenuti nelle aste finora effettuate per RomeFlex, EDGE e MindFlex mostrano una significativa partecipazione da parte degli operatori. Infatti, sono stati saturati i contingenti disponibili

nelle cinque aste effettuate per RomeFlex e MindFlex. Complessivamente, è stato assegnato circa l'80% dei 29 MW previsti dai contingenti delle aste.

	Data asta	Contingente iniziale	Capacità assegnata	Operatori risultati vincitori
 RomeFlex	22 novembre 2023	2 MW	3 MW	11
	18 giugno 2024	7 MW	8,8 MW	13
	19 giugno 2024	1 MW	1,2 MW	2
 EDGE	20 novembre 2023	3,9 MW	0,3 MW	3
	29 febbraio 2024	0,6 MW	0 MW	0
	26 aprile 2024	5,5 MW	0,9 MW	6
 MindFlex	20 maggio 2024	5 MW	5,07 MW	2
	21 maggio 2024	4 MW	4,02 MW	2

Fonte: rielaborazione su dati GME e e-distribuzione.

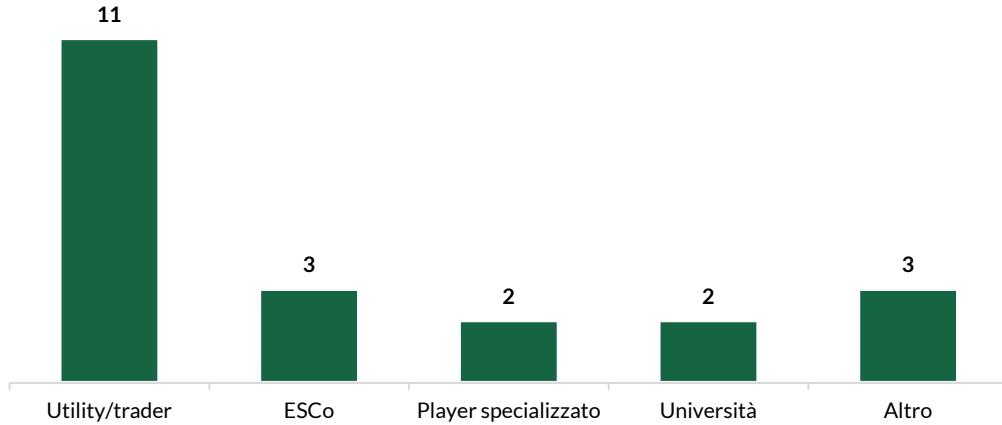
I progetti pilota di flessibilità locale

I soggetti partecipanti

Tra i 21 operatori ammessi al **Mercato Locale della Flessibilità**, dove i DSO possono approvvigionarsi dei servizi ancillari locali di flessibilità per i progetti RomeFlex e MindFlex, la metà circa è rappresentata da aziende la cui attività principale è quella di **utility e/o trader di energia**. Gli altri cluster di operatori individuati includono le **ESCo** (3 occorrenze), le **aziende specializzate in servizi di flessibilità** (2 occorrenze), e le **università** (2 occorrenze).

Per quanto riguarda il progetto pilota **EDGE**, la **piattaforma utilizzata** per partecipare alle gare è **Piclo Flex**. Al 30 giugno 2024, Si contano **29 operatori iscritti** sul portale.

Distribuzione per attività degli operatori ammessi al MLF



Fonte: rielaborazione su dati GME e e-distribuzione.

La sostenibilità economica dei progetti di flessibilità locale

I business case oggetto d'analisi

Per analizzare la **sostenibilità economica** della **partecipazione** ai progetti **pilota di flessibilità locale**, sono identificati tre business case.

La **prospettiva** adottata è quindi quella di una **società** attiva nella

fornitura di **servizi di ricarica per veicoli elettrici** che acquista un asset, ovvero una **batteria**, per **partecipare ai pilota di flessibilità locale**, nello specifico a RomeFlex. In particolare, saranno considerati i tre business case seguenti:

Caso 1

La società **utilizza l'asset esclusivamente per partecipare al pilota di flessibilità locale**.

Caso 2

La società **utilizza l'asset esclusivamente per partecipare al pilota di flessibilità locale**. La **differenza rispetto al caso 1** è data da una **maggior durata delle attivazioni dell'asset per partecipare al pilota di flessibilità locale**.

Caso 3

La società **utilizza l'asset sia per partecipare al pilota di flessibilità locale che per l'arbitraggio**.

La sostenibilità economica dei progetti di flessibilità locale

Ipotesi principali

		Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ricavi da flessibilità	Ricavo fisso [EUR/MW/anno]	25.508	25.508	25.508
	Ricavo variabile – valore delle attivazioni [EUR/MWh]	307,2	307,2	307,2
	Ricavo variabile – quota del tempo totale in cui si fornisce il servizio [%]	5%	6%	6%
Ricavi da arbitraggio	Margine da arbitraggio [EUR/MWh]	-	-	67
	Quota della carica usata per fornire arbitraggio [%]	0%	0%	10%
Costi	CAPEX per batteria ed EMS (Energy Management System) [EUR/kWh]	368	368	368
	OPEX per batteria ed EMS [EUR/kWh/anno]	8	8	8
	Contratto con fornitore di servizi di telecomunicazioni [EUR/anno]	200	200	200
	Costo dell'elettricità [EUR/MWh]	Nel 1°anno: 114 EUR/MWh (pari al PUN medio nel 2021, 2023, 2024). In seguito, crescita del 2%/anno.		
Batteria	Taglia [kWh]	161	161	161
	Potenza [kW]	100	100	100
Altre ipotesi	Costo del capitale	7%	7%	7%

La sostenibilità economica dei progetti di flessibilità locale

Risultati

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
NPV [EUR]	-5598,03	1588,76	3600,06
IRR [%]	5%	8%	8%
PBT [anni]	n/a	12	11

Il Caso 1 non risulta profittevole: la sola partecipazione al pilota di flessibilità locale, attivandosi per il 5% del tempo, non è sufficiente a rendere il progetto profittevole.

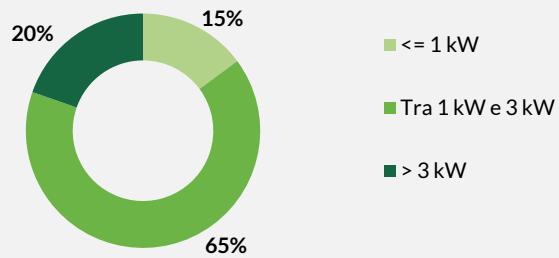
Il Caso 2, che differisce dal Caso 1 per la maggior durata complessiva delle attivazioni, risulta profittevole. I ricavi variabili derivanti dalle attivazioni rappresentano infatti il fattore che maggiormente determina la sostenibilità economica del progetto. In particolare, nel Caso 2 si ipotizzano attivazioni per durate prossime alle 525 ore l'anno, equivalenti a quasi un'ora e mezza al giorno.

Infine, il Caso 3, che differisce dal Caso 2 per la presenza dei ricavi dall'arbitraggio, risulta profittevole. In particolare, il valore del PBT diminuisce di un anno rispetto al Caso 2. Il flusso di ricavi aggiuntivo rispetto ai pilota di flessibilità locale, in tal caso rappresentato dall'attività di arbitraggio, è in grado di rendere il progetto ancora più profittevole.

Box: I progetti pilota di flessibilità locale e il punto di vista del settore residenziale

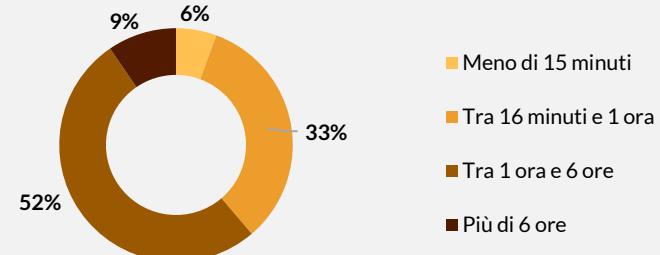
Il **18%** dei **1000 rispondenti** al sondaggio stanno valutando la **partecipazione** ai progetti **pilota di flessibilità locale**. A tale **sottoinsieme** del campione sono state poste delle domande sulla

Quale potenza di modulazione è disposto a mettere a disposizione?



Due terzi dei **rispondenti** sono disponibili a mettere a disposizione **potenze tra 1 e 3 kW**. Solo un **sesto** circa dei **rispondenti** sarebbero disponibili a mettere a disposizione **non più di 1 kW**, mentre un **quinto** dei **rispondenti** si ritengono disposti a mettere a disposizione **oltre 3 kW**.

Per quanto tempo è disposto a modificare i suoi consumi elettrici, mediamente in un giorno?

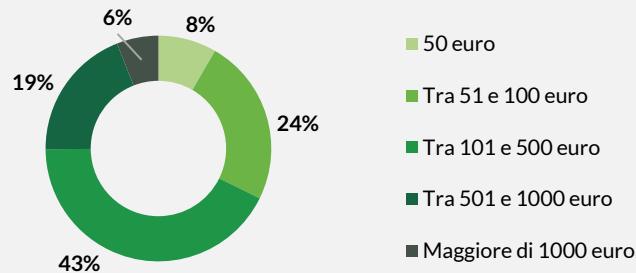


La **metà** dei **rispondenti** sarebbero disposti a **modificare i propri consumi elettrici tra 1 e 6 ore al giorno**, il **40%** per un **tempo inferiore a un'ora**, mentre solo un **decimo** indica un **tempo maggiore di 6 ore**.

Box: I progetti pilota di flessibilità locale e il punto di vista del settore residenziale

I rispondenti che stanno valutando la partecipazione ai piloti di flessibilità locale sono stati altresì interrogati in merito al **beneficio**

Quale è il beneficio economico annuo al di sotto del quale non si ritiene interessato a partecipare al progetto?



Un decimo dei rispondenti non si ritengono interessati al progetto in caso di profitti annui minori di 50 euro. Un quarto dei rispondenti non si ritengono interessati a partecipare in caso di profitti annui tra 50 a 100 euro. I due terzi circa dei rispondenti hanno invece «pretese» economiche maggiori di 100 euro annui.

economico annuo atteso associato alla partecipazione.

Abbiamo provato a «testare» la fattibilità di ottenere i diversi profitti annui. In particolare, si ipotizza che:



Un utente residenziale utilizza una **batteria** per partecipare ai progetti pilota di flessibilità locale



I ricavi comprendono la quota da disponibilità e da attivazioni. Il 70% dei ricavi complessivi spettano agli **utenti residenziali**, il 30% ai **BSP**.



I costi sono rappresentati dall'**incremento del costo della bolletta**, poiché l'energia usata per partecipare al pilota si traduce in una riduzione dell'autoconsumo.



Per diversi scenari di (i) potenza messa a disposizione e (ii) ore giornaliere di attivazione, si calcola il **profitto medio annuo** lungo un ipotetico periodo di 20 anni.

Box: I progetti pilota di flessibilità locale e il punto di vista del settore residenziale

Beneficio economico annuo: risultati delle simulazioni effettuate

Beneficio economico annuo [euro]		Ore di attivazione al giorno [h]												
		0,2	0,7	1,2	1,7	2,2	2,6	3,1	3,6	4,1	4,6	5,0	5,5	6,0
Capacità [kW]	0,5	43	47	49	53	57	59	63	66	70	74	75	81	85
	1	52	56	58	62	66	68	72	75	79	83	84	89	94
	1,5	61	65	67	71	75	77	81	84	88	92	93	98	103
	2	70	74	76	80	84	86	90	93	97	101	101	107	112
	2,5	79	83	85	89	93	95	99	102	106	110	110	116	121
	3	88	92	93	98	102	104	108	111	115	119	119	125	130
	3,5	97	101	102	107	111	113	117	120	124	128	128	134	139
	4	106	110	111	116	120	122	126	129	132	137	137	143	147

L'analisi effettuata mostra che, considerando **potenze nel range 1-3 kW e tempi di attivazione tra 1 e 6 ore giornaliere**, i profitti annuali derivanti dal progetto pilota oscillano principalmente tra 50 e 100 euro. Profitti superiori possono essere ottenuti solo con combinazioni «particolari» di potenze e ore di attivazioni al giorno,

che sono disposti ad accettare una quota limitata dei rispondenti. Le «aspettative» economiche dei **due terzi dei rispondenti**, superiori ai 100 euro annui di profitti, rischiano quindi di non risultare realisticamente raggiungibili, alla luce delle potenze messe a disposizione e delle relative ore di attivazione.

I progetti pilota di flessibilità locale

Il punto di vista degli operatori



Emerge una generale positività circa l'andamento dei piloti, ad esempio in termini di **interesse e partecipazione da parte degli operatori** a un progetto introdotto di recente. Per gli operatori, partecipare ai piloti rappresenta un'occasione di sviluppare conoscenze e di entrare, per coloro che già non vi sono entrati, nel «mercato» della flessibilità. Inoltre, risulta positivo il feedback da parte degli operatori per quanto riguarda l'**efficacia dei piloti nel «testare» il mercato della flessibilità locale**, in termini ad esempio di **fabbisogni** e di **risorse disponibili** ad offrire servizi.



Per favorire una **maggior diffusione del mercato della flessibilità locale**:

- Si ritiene necessario **migliorare le modalità di ingaggio** dei BSP da parte dei DSO e degli **asset-owner** da parte dei BSP.
- Si auspica una **maggior collaborazione tra DSO e TSO**, che faciliterebbe le risorse che già forniscono servizi ancillari globali nel partecipare ai servizi di flessibilità locale, portando ad una più veloce crescita del mercato.
- Si ritiene utile l'**uniformazione delle regole** riguardanti la **componentistica hardware** necessaria per offrire servizi di flessibilità locale. Infatti, **RomeFlex** e **MindFlex** necessitano del PGUI, Edge di nessun dispositivo.
- Si ritiene utile l'**utilizzo delle medesime piattaforme di mercato** per offrire e gestire le offerte effettuate. Infatti, **Piclo Flex** è adottata per **Edge**, mentre la **piattaforma GME** è utilizzata per **RomeFlex** e **MindFlex**.
- Si ritiene vantaggiosa l'**introduzione di aste annuali** oltre che trimestrali, per garantire un'**adeguata scala economica** del progetto



In esito alla sperimentazione sui progetti pilota dei DSO, è necessario che venga definita, come già previsto dal TIDE, una **regolamentazione chiara e stabile** nel tempo, così da garantire agli operatori **orizzonti temporali** adeguati per la **pianificazione economica** degli investimenti.



Il ruolo dello storage nel sistema elettrico di domani

Analisi critica del MACSE

CAP.

04

Messaggi chiave

Il MACSE: un meccanismo articolato per una sfida ambiziosa

Il MACSE presenta una **disciplina complessa** che prevede l'**integrazione di molteplici attori** con interessi diversi al suo interno. Il meccanismo prevede l'**organizzazione di aste competitive** per l'**assegnazione di contratti di incentivazione di lungo periodo** specifici per ciascuna tecnologia di riferimento individuata dalla disciplina. Il meccanismo è **aperto a qualsiasi tecnologia di accumulo**, ma risulta invece molto stringente in termini di regolamentazione della partecipazione al mercato dei servizi e accesso ad altre forme di incentivazione.

La disciplina è strutturata per **separare il rischio industriale da quello di mercato per gli assegnatari** minimizzando al contempo **il costo per il sistema**.

Il meccanismo prevede che la **principale forma di remunerazione** sia rappresentata dal **corrispettivo fisso**. In quest'ottica la **partecipazione al mercato dei servizi**, seppur **obbligatoria**, viene **disincentivata come canale principale di remunerazione** attraverso l'**obbligo di restituzione**.

MACSE: Fattibilità economica teorica possibile, si attende il riscontro dalla realtà

I risultati delle simulazioni economiche effettuate sugli archetipi di investimento che adottano la tecnologia delle batterie agli ioni di litio presentano una **fattibilità economica teorica**, specialmente se si decide di **realizzare impianti tecnicamente prestanti e in grado di rispettare gli stringenti valori di riferimento previsti dalla relazione tecnica**. Lo studio affronta poi il caso della qualifica di un sistema con tasso di degrado della capacità e costo di costruzione (€/MWh) superiore ai valori target. In tale circostanza l'**incremento del CAPEX e il sovrardimensionamento della batteria** necessario ad evitare le penali determinano un netto **peggioramento delle performance economiche**. Si può quindi concludere che l'**effettiva profitabilità** degli investimenti dipenderà a questo punto dalla **capacità degli investitori di riuscire a realizzare ed operare gli impianti nei modi e nei tempi previsti dalla disciplina**.

4.1

Il funzionamento del MACSE

II MACSE

Definizione e finalità del meccanismo

Il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE) è un sistema di incentivazione alla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo, istituito con il decreto Legislativo 210/21.

L'obiettivo di questo meccanismo è rendere più attratti gli investimenti nei sistemi di accumulo. Questi sistemi, soprattutto quelli di grandi dimensioni, presentano un'elevata incertezza sui ricavi a fronte di investimenti significativi. Tale scopo rientra nel più ampio processo di integrazione delle FER nel sistema elettrico e di efficientamento dei periodi di overgeneration⁽¹⁾.

Il sistema si basa sull'organizzazione di aste competitive nelle quali gli assegnatari si impegnano a realizzare e rendere disponibile la capacità di accumulo in cambio di un premio annuale fisso.

Il meccanismo è aperto a qualsiasi tecnologia di stoccaggio che rispetti i requisiti tecnici minimi previsti, tuttavia esistono delle tecnologie di riferimento⁽²⁾.

Schema di funzionamento del meccanismo

Obiettivo	Migliorare l'attrattività degli investimenti in sistemi di accumulo <i>front-of-the-meter</i> (FTM)			
	Principio di funzionamento	Sistema di incentivazione basato su aste competitive per l'assegnazione di contratti di lungo periodo		
	Tipologie di aste	Aste «brevi»	Aste «lunghe»	
	Periodo di consegna	15 anni	30 anni	
	Tecnologia di riferimento	Batterie agli ioni di litio	Pomaggi idroelettrici	
	Benefici assegnatari	Premio annuale fisso + 20% margine realizzato su MSD		

(1) Intervalli di tempo in cui la produzione di energia elettrica eccede la domanda. (2) Attualmente batterie agli ioni di litio e pomaggi idroelettrici.

Le tecnologie di riferimento

I parametri attualmente in fase di consultazione

Nella relazione tecnica attualmente in consultazione, sono state individuate come tecnologie di riferimento le **batterie agli ioni di litio** e i **sistemi di pompaggio idroelettrico**. Ciascuna tecnologia di

riferimento verrà gestita con un'asta dedicata in base alle specifiche caratteristiche tecniche che la descrivono:

	Tecnologie di riferimento	
	Batterie agli ioni di litio	Pompaggi idroelettrici
Periodo di pianificazione	2 anni	6 anni
Rendimento di carica-scarica	70% (minimo) - 90% (riferimento)	70% (minimo) - 75% (riferimento)
Durata in carica-scarica	8 ore	8 ore
Degrado capacità	1 %/anno	-
Degrado rendimento	1 %/anno	-
Consumo massimo ammissibile per le unità ausiliarie	6 %/anno	2 %/anno
Livello efficiente di indisponibilità	264 ore/anno	
Numero massimo di cicli	354	-



I sistemi di accumulo che utilizzano **tecnologie diverse** da quelle di riferimento **possono decidere in fase di qualifica dell'impianto al meccanismo a quale tecnologia essere accomunati.**

Fonte: Relazione Tecnica Terna

Il funzionamento generale del meccanismo

Fasi del processo e attori coinvolti

Dal momento della comunicazione della data dell'asta, il meccanismo si articola intorno a **quattro fasi principali**.

Le fasi del processo		È prevista l'interazione tra numerosi attori, ciascuno con i propri interessi.
Start	Comunicazione della procedura concorsuale: La comunicazione della procedura concorsuale avverrà almeno 180 giorni prima della data della prima asta (270 giorni di anticipo sono previsti poi a regime a partire dalla seconda procedura concorsuale).	
Fase 0	Qualifica dell'impianto: I partecipanti che intendono realizzare impianti in grado di rispettare i requisiti minimi di ammissione fanno richiesta di qualifica alle aste della tecnologia di riferimento selezionata almeno 75 giorni ⁽¹⁾ prima della data dell'asta.	
Fase 1	Partecipazione alle aste e contrattualizzazione dell'impianto: I partecipanti offrono la capacità qualificata nelle aste. A questo punto Terna seleziona le offerte da accettare e comunica gli esiti delle aste. La selezione delle offerte può essere integrale o parziale in base alla contrattualizzazione o meno dell'intera capacità offerta dal partecipante (che a questo punto viene detto «assegnatario»).	
Fase 2	Negoziazione dei contratti di time-shifting: Terna alloca la capacità complessivamente contrattualizzata su diverse Unità Commerciali di Stoccaggio (UCS) abbinate a dei contratti di time-shifting. Tali contratti possono essere acquistati all'asta dagli operatori di mercato tramite una piattaforma centralizzata oppure su un mercato secondario, entrambi gli strumenti sono gestiti e regolamentati dal GME.	
Fase 3	Esecuzione dei contratti di time-shifting: Gli operatori di mercato sfruttano la capacità virtuale di accumulo delle UCS per scambiare energia sui mercati (MGP, CRIDA, XBID) e nelle registrazioni bilaterali. Gli assegnatari sono responsabili del corretto funzionamento degli impianti che permettono tali movimentazioni di energia.	
Fase 4	Esecuzione dei mercati dei servizi e tempo reale: Dopo la chiusura dei mercati dell'energia Terna ripartisce il programma di immissione e prelievo derivante dall'esecuzione dei contratti di time-shifting sui singoli impianti che, prima di eseguirlo, possono modificarlo offrendo servizi a scendere o a salire sul mercato dei servizi.	

- Fasi periodo di pianificazione
- Fasi periodo di consegna
- ↔ Fasi ripetute per ogni Market Time Unit (MTU) appartenenti al periodo di consegna

(1) Il termine per il caricamento della dichiarazione sostitutiva attestante il possesso di tutti i requisiti è 35 giorni prima della data dell'asta

Il funzionamento delle aste

Dalla definizione del fabbisogno alla contrattualizzazione degli impianti

Nella prima fase del processo si approfondisce il funzionamento delle aste competitive, queste si basano su **tre step principali**:

Creazione curva di domanda



Contestualmente alla comunicazione della data dell'asta, vengono definiti i **fabbisogni** da approvvigionare attraverso il meccanismo per ciascuna porzione di rete rilevante (denominata area). Sulla base di questi fabbisogni e della capacità effettivamente qualificata per la procedura concorsuale, 20 giorni prima dell'asta vengono pubblicati i **contingenti** per ciascuna area.

A questo punto, la curva di domanda considerata per ciascuna area in fase d'asta è **perfettamente anelastica** e corrisponde al **contingente** ivi definito.

Creazione curva di offerta



La curva di offerta si costruisce ordinando le offerte dei partecipanti all'asta **in ordine non decrescente di merito economico**.

Ai fini della determinazione del merito economico, le offerte vengono corrette applicando dei coefficienti che riflettono le diverse performance degli impianti. In particolare, il **meccanismo premia i sistemi di accumulo capaci di garantire tempi di carica-scarica più rapidi e rendimenti più elevati**. Qualora vengano selezionati, gli assegnatari riceveranno il premio offerto senza l'applicazione dei coefficienti di prestazione.

Selezione delle offerte



La selezione delle offerte avviene con l'obiettivo di **massimizzare il valore netto delle transazioni a livello di sistema**.

L'incrocio tra domanda e offerta determina un **premio marginale**, corrispondente al premio più alto tra quelli selezionati. Il meccanismo prevede la possibilità di una **contrattualizzazione parziale** della capacità qualificata per l'ultima offerta selezionata in caso di necessità. Inoltre, è previsto un **limite del 10% per la capacità selezionata che non appartiene alla tecnologia di riferimento dell'asta**.

Gli obblighi degli assegnatari

Caratteristiche principali

In seguito allo svolgimento delle aste, gli assegnatari sono soggetti a **tre obblighi principali** per tutta la durata del contratto:

	 Realizzazione	 Disponibilità	 Restituzione
Validità	Periodo di pianificazione	Periodo di consegna	
Condizione	Prevede la realizzazione l'impianto nei tempi previsti dalla relazione tecnica e il rispetto delle performance dichiarate in fase di qualifica dello stesso.	Prevede la dichiarazione in ciascuna MTU dei valori di potenza, capacità e rendimento inseriti in fase di qualifica al netto del degrado prestazionale concesso e del livello efficiente di indisponibilità.	Prevede la restituzione del corrispettivo variabile se l'intera capacità contrattualizzata non viene effettivamente impiegata tra time-shifting e mercato dei servizi oppure se l'offerta su MSD avviene a prezzi superiori allo strike price ⁽¹⁾ . Prevede la restituzione dell'80% del margine realizzato su MSD.
Finalità	Garantire l'effettiva realizzazione degli impianti come pianificato in fase di definizione dei contingenti per le varie aste.	Garantire l'efficienza e lo stato di salute degli impianti.	Garantire l'effettivo sfruttamento della capacità incentivata, minimizzando i costi del servizio di dispacciamento.
Penali	Penale per mancata realizzazione Penale per ritardo nella realizzazione	Penale per indisponibilità	-

(1) Corrispondente al costo variabile standard orario di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale.

4.2

Le simulazioni dei rendimenti per gli operatori che partecipano al MACSE

Obiettivo della sezione

Le simulazioni dei rendimenti per gli operatori che partecipano al MACSE



L'obiettivo di questa sezione è **valutare la convenienza economica teorica** attesa degli investimenti partecipanti al meccanismo MACSE. La trattazione è suddivisa in **due principali sottosezioni**:



Metodologia: Viene illustrata la natura degli **archetipi di investimento** oggetto di studio e le **ipotesi metodologiche** alla base del modello di simulazione. L'intento è fornire gli strumenti necessari per comprendere e valutare i risultati presentati, chiarire **la provenienza dei dati** utilizzati e giustificare le **scelte metodologiche** e le **semplificazioni adottate** durante la fase di modellizzazione.

Risultati: Vengono esposti i principali **indicatori economici** (Net Present Value, Pay-Back Time, Internal Rate of Return) utili a valutare la profitabilità teorica attesa per i diversi archetipi di investimento analizzati. L'obiettivo è verificare la **fattibilità economica** dei progetti e identificare i **parametri critici** che potrebbero influenzare significativamente la redditività degli investimenti. È importante sottolineare che i risultati ottenuti sono **puramente teorici**, poiché le ipotesi formulate **non possono ancora essere validate** attraverso evidenze provenienti da progetti reali completati.

Gli archetipi di investimento

Caratteristiche principali dei casi oggetto di studio

La presente simulazione tecnico-economica è stata realizzata considerando **due possibili archetipi di investimento:**

	 Best case ⁽²⁾	1 - Batteria agli ioni di litio	 Reference case ⁽³⁾	2 - Batteria agli ioni di litio
	Valore	Riferimento	Valore	Riferimento
Tipologia di impianto	Nuovo		Nuovo	Nessun riferimento specifico
Contrattualizzazione	Integrale		Parziale Volontaria	Impianto sovradimensionato per garantire un valore minimo di carica (15%) e compensare un elevato valore di degrado della capacità (1,5% annuo), la capacità extra non viene messa sul mercato.
Zona geografica	Centro-Sud		Centro-Sud	
Potenza Qualificata (MW)	10		10	Nessun riferimento specifico
Potenza Installata (MW)	10		12,75	
Capacità Qualificata (MWh)	80		80	Impianto sovradimensionato per garantire un valore minimo di carica (15%) e compensare un elevato valore di degrado della capacità (1,5% annuo), la capacità extra non viene messa sul mercato.
Capacità Installata (MWh)	80		102	
WACC	6%		6%	Studio Tecnologie Di Riferimento Terna ⁽¹⁾
CAPEX (k€/MWh)	228	Studio Tecnologie Di Riferimento Terna ⁽¹⁾	251	Studio Tecnologie Di Riferimento Terna ⁽¹⁾ + 10%
OPEX annuali (k€/MWh)	2,8		2,8	Studio Tecnologie Di Riferimento Terna ⁽¹⁾

(1) Valore massimo indicato nel documento (2) BC = caso studio con parametri tecnici Terna (3) RC = caso studio con parametri sovradimensionati per fornire il servizio

Le assunzioni

Descrizione ed implicazioni delle ipotesi alla base della simulazione

Inoltre, ai fini modellistici vengono adottate alcune **semplificazioni**, di seguito vengono presentate le **principali**:

Principali assunzioni del modello		
		
Periodo	Assunzione	Implicazione nel modello
Pianificazione	Tempo di costruzione dell'impianto perfettamente corrispondente con il periodo di pianificazione	Nessuna penale per ritardo
	Rispetto del livello efficiente di indisponibilità	Nessuna penale per indisponibilità
	Impiego giornaliero dell'intera capacità contrattualizzata tra esecuzione del time-shifting e mercato dei servizi	Nessuna quantità di energia soggetta alla restituzione del corrispettivo variabile
	Offerte MSD a salire valorizzate allo strike price, a scendere al prezzo medio atteso	Perfetto bilanciamento mensile tra le ore equivalenti in carica e in scarica per il time-shifting (al netto del RTE ⁽¹⁾)
	La capacità contrattualizzata viene venduta da Terna sottoforma di prodotti di time-shifting con periodo di validità giornaliera o al massimo mensile	Degradò prestazionale pronosticabile grazie alla conoscenza a priori delle ore equivalenti di funzionamento
Termine consegna	La vita utile residua dell'impianto è nulla	Valore terminale dell'investimento pari a zero

(1) Round-Trip-Efficiency; è il rendimento di carica scarica, viene utilizzato nel modello per convertire, in fase di carica, le ore equivalenti in ore reali.

La stima del corrispettivo fisso

Metodologia

Sulla base delle ipotesi adottate, è possibile **stimare i ricavi provenienti dal corrispettivo fisso** come segue:

Stima del corrispettivo fisso



Cos'è	Incognite	Valore stimato	Modalità di stima
È il corrispettivo fisso che spetta agli assegnatari delle aste competitive. Viene determinato secondo logiche pay-as-bid entro un prezzo massimo detto «premio di riserva», viene retrocesso agli assegnatari con frequenza mensile ed è soggetto a rivalutazione ISTAT per quanto riguarda la quota parte del corrispettivo a copertura degli OPEX (20%).	Valore del premio di riserva	41,6 k€/MWh/anno	Valore massimo del Cost Of New Entry (CONE) definito da Terna per la tecnologia aumentato del 30% ⁽¹⁾
	% del premio di riserva aggiudicata	100%	Si assume la saturazione del premio di riserva, può essere soggetto a sensitività in base alla partecipazione attesa alle aste.
Ricavi Da Corrispettivo Fisso = Premio Aggiudicato * Capacità Contrattualizzata	Rivalutazione ISTAT	+2%/anno	In linea con il valore target di inflazione per la Banca Centrale Europea.

(1) La percentuale di incremento rispetto al valore CONE è stata individuata tramite le interazioni con i principali player del mercato.

La stima dei profitti MSD

Metodologia

Successivamente è stato possibile stimare i **profitti provenienti dal mercato dei servizi** attraverso la seguente **metodologia**:

Stima dei profitti MSD



Cos'è	Incognite	Valore stimato	Modalità di stima
È il profitto derivante dall'attività dell'impianto su MSD. Per non incorrere in penali, ciascun assegnatario deve offrire la potenza residua in esito all'esecuzione dei contratti di time-shifting su MSD rispettando uno strike price. Egli potrà poi trattenere il 20% del margine eventualmente realizzato.	Potenza impiegata per il time-shifting	Profilo di potenza media oraria impiegata per ciascun mese del periodo di consegna	Ottimizzazione del ciclo di carica-scarica in funzione dei prezzi MGP.
	Potenza residua in esito al time-shifting		Potenza contrattualizzata - Potenza impiegata per il time-shifting.
	Prezzi MGP	Profilo dei prezzi medi orari per ciascun mese del periodo di consegna	Stima interna ⁽¹⁾
	Prezzi MSD		
	Strike price		
Profitti MSD = Capacità Accettata A Salire * Strike Price – Capacità Accettata A Scendere * Prezzo MSD A Scendere	% offerte accettate su MSD	100%	Calcolo del potenziale teorico massimo dei profitti MSD.

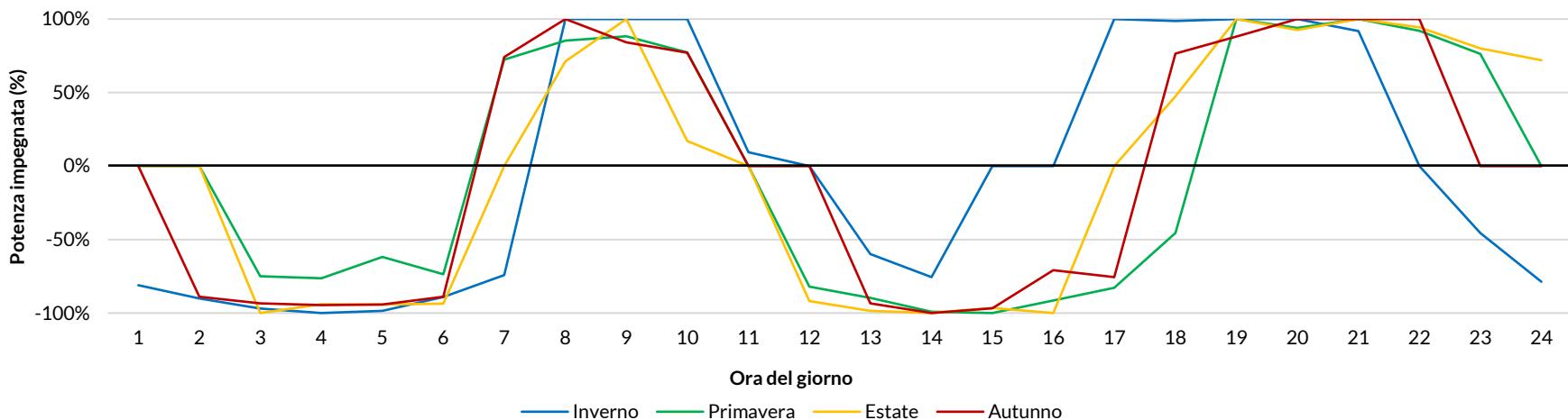
(1) La distribuzione oraria dei prezzi MGP e MSD segue quella verificatasi nel 2023 ma la stima prende in considerazione la crescente penetrazione attesa delle FER e dei sistemi di storage al fine di considerarne l'effetto sui prezzi nel lungo periodo.

Risultati della simulazione

Il profilo atteso di potenza impiegata per il time-shifting

Il primo risultato oggetto di discussione riguarda la potenza impiegata per l'esecuzione del time-shifting che, come detto, segue l'andamento dei prezzi su MGP. È possibile osservare come gli operatori di mercato carichino le proprie «batterie virtuali» quando il prezzo è basso (fasce 2-6 e 12-16) e scarichino quando il

prezzo è alto (fasce 7-10 e 18-23). Inoltre, nelle ore diurne delle stagioni più calde si nota che i picchi di potenza (positivi e negativi) risultino spalmati su un lasso di tempo più ampio grazie alla maggiore incidenza della produzione da fonti rinnovabili e al relativo effetto sui prezzi.



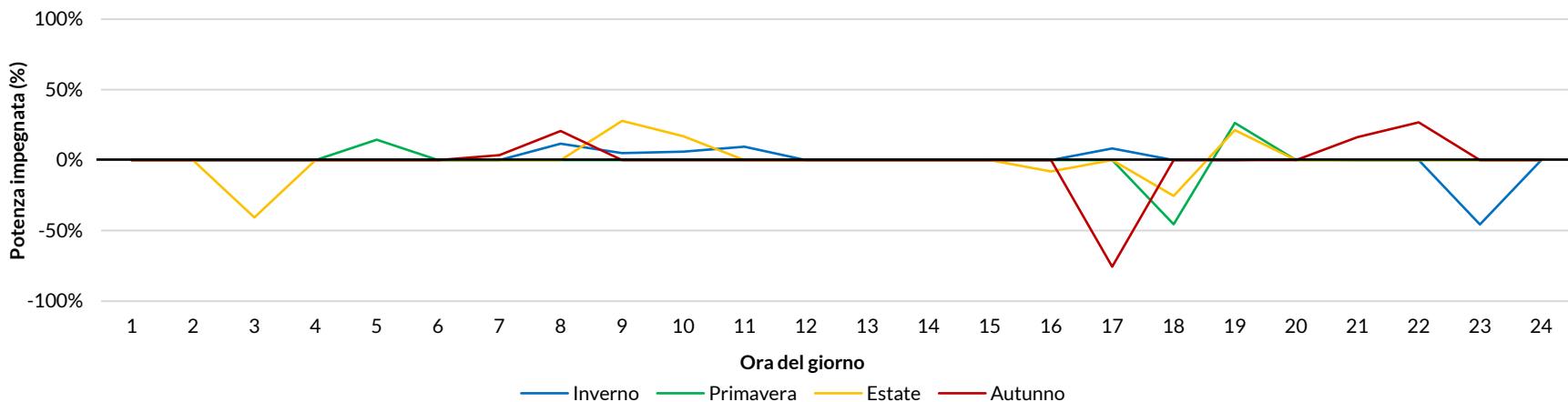
Nota: A scopo esemplificativo sono riportati nel grafico i valori per i mesi centrali (gennaio, aprile, luglio e ottobre di ciascuna stagione del primo anno del periodo di consegna (2027).

Risultati della simulazione

Il profilo atteso di potenza impiegata su MSD

Per quanto concerne invece la **potenza impiegata** su MSD è opportuno considerare la **potenza residua** in esito al time shifting, oltre che l'andamento dei prezzi. Si osserva che i gestori degli impianti prelevano energia dal sistema quando il prezzo è basso e quando hanno potenza «a scendere» disponibile (fascia 16-18) e immettono energia quando il prezzo è alto e c'è disponibilità di

potenza «a salire» (fasce 8-10 e 21-22). Si ha quindi uno scostamento verso ore sub-ottimali in termini di prezzo a causa della priorità temporale del time-shifting rispetto a MSD. Le ridotte finestre temporali rendono meno evidenti invece le differenze di profilo tra le diverse stagioni.



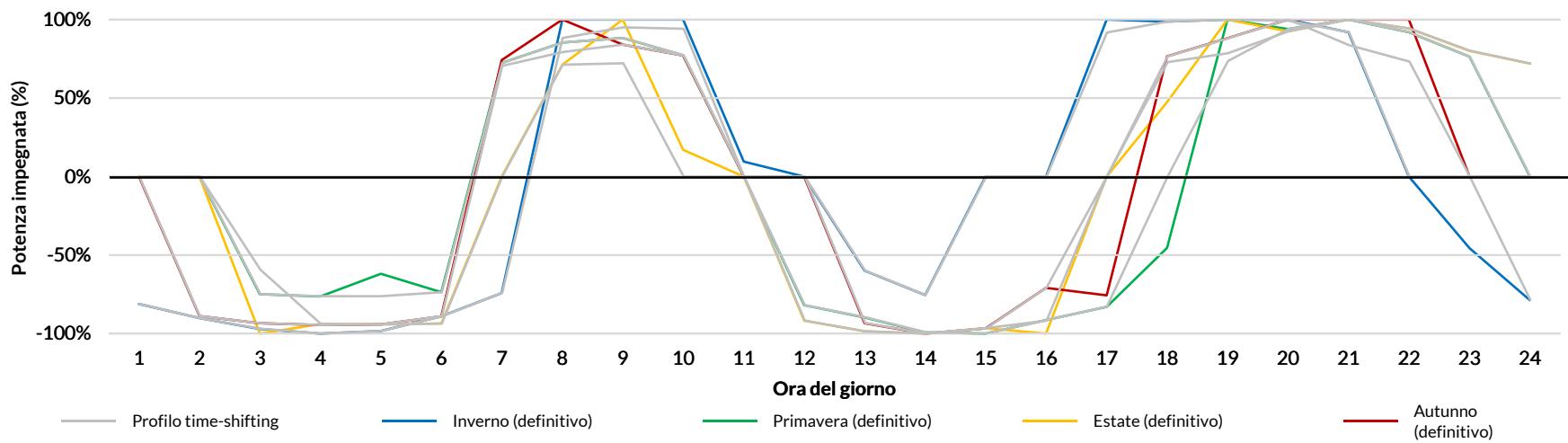
Nota: A scopo esemplificativo sono riportati nel grafico i valori per i mesi centrali (gennaio, aprile, luglio e ottobre di ciascuna stagione del primo anno del periodo di consegna (2027).

Risultati della simulazione

Il profilo atteso di potenza impiegata complessivo

Infine, la **potenza complessivamente impiegata** è data dalla **somma dei due profili precedenti**. Si nota che l'aggiunta del profilo MSD non altera significativamente l'andamento osservato per il time-shifting. Questo comportamento è perfettamente coerente con quanto avviene normalmente negli impianti partecipanti al mercato

dei servizi, ma nel caso delle batterie che aderiscono al MACSE, tale fenomeno risulta particolarmente accentuato a causa del **surplus di degrado** (e delle relative penali) che il gestore dell'impianto potrebbe subire utilizzando la batteria per un numero di ore equivalenti superiore a quelle contrattualizzate.



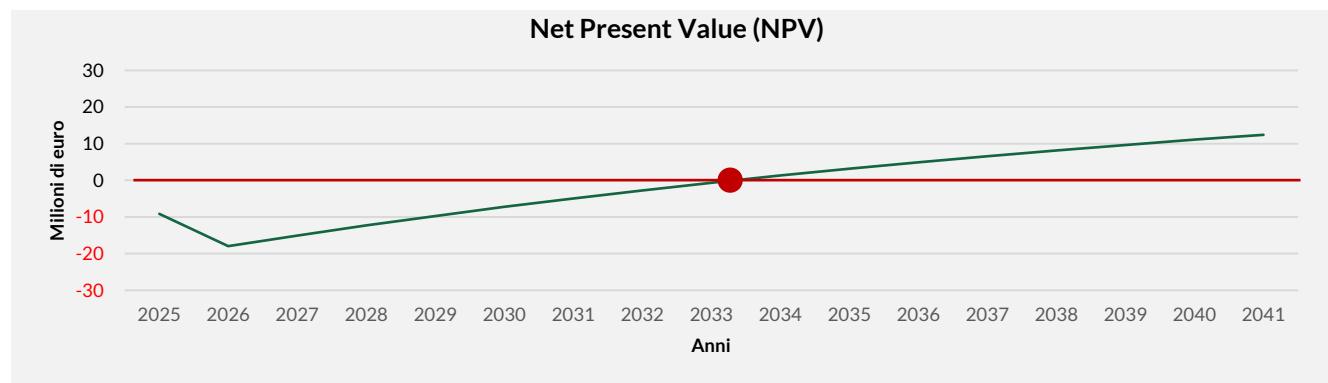
Nota: A scopo esemplificativo sono riportati nel grafico i valori per i mesi centrali (gennaio, aprile, luglio e ottobre di ciascuna stagione del primo anno del periodo di consegna (2027).

Risultati della simulazione

Previsioni economiche al 2041

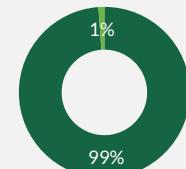
Passando alle previsioni economiche, la simulazione nello scenario «best-case» mostra un Net Present Value positivo e pari a circa 12,41 milioni di euro, tale valore permette di attribuire una convenienza economica all'investimento seppure il Pay-Back Time associato risulti piuttosto elevato (oltre 9 anni) e leggermente superiore rispetto ai valori di riferimento considerati generalmente dai player del settore.

Si osserva inoltre che la stragrande maggioranza (99%) dei flussi di cassa in ingresso proviene dalla riscossione del premio fisso. Ciò significa che il meccanismo, per come è strutturato, riesce a minimizzare i costi per il sistema, contenendo i costi associati ai servizi di dispacciamento.



Archetipo 1 Best case

Ripartizione dei flussi di cassa in entrata



■ Corrispettivo fisso ■ Profitto MSD

KPI

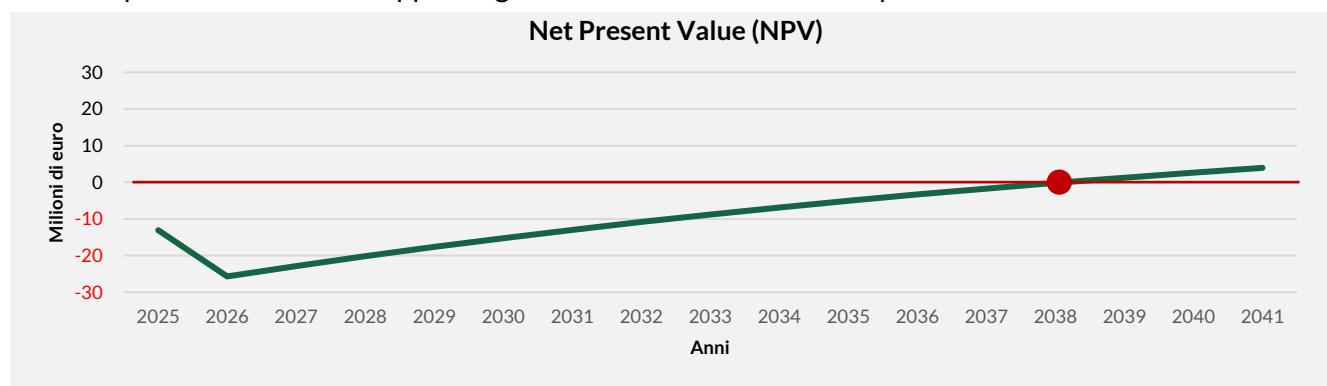
Investimento	18,24 MLN€
WACC	6%
NPV	12,41 MLN €
Pay-Back Time (PBT)	9 anni e 3 mesi
Internal Return Rate (IRR)	c.a. 14,83%

Risultati economici

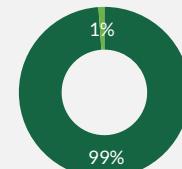
Previsioni al 2041

Nello scenario «reference-case», si osserva un **netto peggioramento delle performance economiche**, con una **riduzione del Net Present Value del 68%** e un'estensione del Payback Time di quasi 5 anni. Non si notano differenze per quanto riguarda la ripartizione dei flussi di cassa.

Questo dato evidenzia l'**importanza delle prestazioni tecniche degli impianti** che si qualificano al meccanismo, e le **pesanti conseguenze** che possono derivare da un **eccessivo sovrardimensionamento della batteria**. Va tuttavia sottolineato che, considerando un valore di CAPEX maggiorato, questo scenario possa risultare più realistico soprattutto per impianti di "piccola" taglia, per i quali i valori di investimento del primo archetipo risulterebbero troppo ottimistici, data l'assenza di economie di scala molto impattanti nelle fasi di approvvigionamento di materiali e componenti.



Ripartizione dei flussi di cassa in entrata



■ Corrispettivo fisso ■ Profitto MSD

KPI

Investimento	25,58 MLN€
WACC	6%
NPV	3,94 MLN €
Pay-Back Time (PBT)	14 anni e 1 mese
Internal Return Rate (IRR)	c.a. 8,16%

Box: I pompaggi idroelettrici

Le centrali di pompaggio idroelettrico permettono di immagazzinare energia elettrica sotto forma di **energia potenziale gravitazionale** di un fluido, nella maggior parte dei casi acqua.

Il sistema è composto da un bacino superiore, un sistema di condotte forzate, un sistema di turbine idrauliche e da un bacino inferiore. Nei **periodi di bassa richiesta di energia l'acqua viene pompata dal bacino inferiore** sfruttando le turbine idrauliche come dei motori. Quando invece la **domanda di energia è elevata, l'acqua viene lasciata cadere dal bacino superiore**, sfruttando questa volta le turbine come dei generatori.

Le centrali di pompaggio idroelettrico possono essere **a ciclo aperto** o **a ciclo chiuso** in base alla presenza o meno di un **afflusso naturale significativo⁽¹⁾** che genera energia indipendentemente dall'attività di pompaggio.

Rispetto alle batterie **la differenza principale risiede nella natura meccanica del sistema**. Ciò garantisce un **degrado molto minore** ma anche, per molte tecnologie di pompaggio, **tempi di risposta più lenti** a causa delle **inerzie delle masse rotanti attivate**.

(1) L'afflusso naturale viene generalmente considerato significativo se fornisce un contributo superiore al 5% del volume d'acqua turbinato annualmente.

	Batterie	Pompaggi
Parametri tecnici	Capacità di accumulo	*
	Rendimento	*
	Tempi di risposta	*
	Degrado delle performance	*
Parametri economici	Costo medio al MWh	*
	Variabilità del costo	*
	Vita utile	*
	Tempi di costruzione	*
Altri parametri	Maturità tecnologica	*
	Facilità di installazione	*
	Scalabilità	*
	Mobilità dell'impianto	*
	Facilità di smaltimento	*
	Impatto visivo sul territorio	*

Legenda: Il simbolo indica la tecnologia migliore per il parametro considerato

Box: I pompaggi idroelettrici nel MACSE

Le diverse caratteristiche dei pompaggi idroelettrici rispetto alle batterie agli ioni di litio rendono necessario tenere in considerazione alcuni implicazioni all'interno dell'analisi tecnico-economica per queste tecnologie.



Elementi da considerare	Implicazione nel modello
Minore rendimento di carica-scarica nominale	Dilatazione dei tempi reali di carica che si traduce in uno spostamento ancora più netto dei cicli di carica-scarica verso le fasce orarie sub-ottimali di prezzo nel mercato dei servizi.
	Necessità di considerare un delta superiore tra prezzo di acquisto dell'energia e prezzo di vendita su MSD al fine di preservare la convenienza economica.
Maggiori tempi di risposta del sistema	Necessità di considerare, per molte tecnologie di pompaggio, dei tempi morti quando si inverte il funzionamento dell'impianto (da carica a scarica e viceversa).
Degrado delle performance trascurabile	La programmazione su MSD non è limitata dal rischio di degrado precoce del sistema.
Maggiore incertezza sui tempi e i costi di costruzione	Maggiore necessità di scenario analysis per valutare la resilienza della convenienza economica al variare del CAPEX e con l'introduzione di penali per ritardo di realizzazione.
Maggiore vita utile dell'impianto	Il valore terminale dell'impianto al termine del periodo di consegna non è trascurabile.



05

AGSM AIM è la multiutility nata nel 2021 dalla fusione per incorporazione tra Agsm Verona e Aim Vicenza. È attiva nei settori dell'energia elettrica, del gas, del teleriscaldamento, dell'efficienza energetica, dell'illuminazione pubblica, nei servizi di telecomunicazioni e fibra ottica, nell'igiene ambientale, nella sosta e manutenzione del patrimonio comunale. È un Gruppo a capitale interamente pubblico, partecipato al 61,2% Comune di Verona e al 38,8% dal Comune di Vicenza, territori nei quali è storicamente e profondamente radicato.

Con 2 miliardi di euro di ricavi (Bilancio 2023), più di 1.800 dipendenti in Italia e oltre 850.000 clienti serviti nella vendita di energia elettrica e gas, è una delle principali multiutility italiane. AGSM AIM fornisce servizi essenziali per i cittadini, le imprese, gli enti e le istituzioni del territorio. Le attività del Gruppo sono ripartite in base al criterio delle funzionalità e articolate in 6 business unit.

In qualità di polo aggregante, in particolar modo nel Nord-Est, AGSM AIM intende realizzare investimenti che portino benefici diretti per i territori, migliorino la qualità del servizio offerto e rispondano con efficacia alle sfide che attendono il settore dei servizi di utilità pubblica. Il Gruppo prevede investimenti negli ambiti della transizione green e digitale, della circular transformation e della decarbonizzazione, delle gare e delle liberalizzazioni.

La missione del Gruppo consiste nell'impegno al raggiungimento di risultati economici e operativi che consentano la produzione e la distribuzione di valore aggiunto, garantendo nel contempo il rispetto delle diverse esigenze del territorio e perseguitando costantemente la soddisfazione del Cliente.



Ali Srl è una ESCo (Energy Service Company) qualificata UNI 11352 basata sulla conoscenza tecnica del proprio team di professionisti e sul lavoro di squadra. La preparazione tecnica in materia energetica permette ai nostri esperti di anticipare problematiche ed offrire le soluzioni più vantaggiose per i nostri clienti in ambito normativo, trading delle commodities e di efficientamento energetico.

Da 10 anni Ali Srl si occupa di consulenza energetica a 360°: approvvigionamento di energia elettrica e gas, controllo, archiviazione e gestione delle fatture, studi di fattibilità e soluzioni di efficientamento energetico.

Supportiamo PMI, grandi aziende, energivori e non, in ogni richiesta di carattere tecnico e normativo, integrandoci perfettamente di volta in volta in ogni realtà aziendale.



Alperia è il più grande provider di servizi energetici dell'Alto Adige e una delle maggiori aziende italiane nel settore della Green Energy. Siamo sostenibili per natura: da oltre 120 anni produciamo energia rinnovabile con la forza dell'acqua.

Siamo un'azienda orientata al futuro che offre servizi energetici sostenibili al 100%: le nostre attività spaziano dalla produzione di energia rinnovabile, alla gestione della rete elettrica e di sistemi di teleriscaldamento, dalla fornitura di luce e gas green, fino a soluzioni per la mobilità elettrica e l'efficienza energetica.

La transizione energetica è per noi un tema urgente e non più rinviabile. Viviamo un momento storico determinante per il futuro, anni fondamentali per ripensare il nostro approvvigionamento energetico e rivedere le nostre abitudini di consumo.

Per questo sviluppiamo soluzioni tecnologiche innovative, orientando i nostri sforzi per un presente più smart e green e sia-

mo al fianco di tutti coloro che insieme a noi vogliono intraprendere questa strada, come partner per la transizione energetica.

Dal 2020 siamo la prima azienda di servizi pubblici Carbon Neutral d'Italia (per compensazione delle emissioni operative). Ora vogliamo raggiungere il NET ZERO entro il 2040, riducendo e compensando le emissioni di gas serra e promuovendo la produzione di energia a basse emissioni.

A dimostrazione del nostro impegno per la sostenibilità, il Financial Times ci ha designato come una delle aziende leader nella protezione del clima a livello europeo; di fatto Alperia risulta 55a a livello europeo nella lista "European Climate Leaders 2023", riconoscendone i progressi nella riduzione delle emissioni di gas serra e il concreto impegno nella protezione dell'ambiente.



Federazione ANIE rappresenta, nel Sistema Confindustria, le imprese ad alta e medio-alta tecnologia attive nelle filiere dell'Elettrotecnica e dell'Elettronica e i General Contractor industriali.

ANIE è un importante punto di incontro per la comunità di imprese che rappresenta, da cui originano nuove sinergie e nuove opportunità di business.

ANIE riunisce attori strategici nel campo delle tecnologie all'avanguardia per i mercati del Building, dell'Energia, dell'Industria e delle Infrastrutture.

L'area building si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e manutenzione di edifici residenziali, commerciali e industriali dove le tecnologie ANIE svolgono un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza energetica, la sicurezza, il comfort e la funzionalità.

L'area energia si rivolge al mercato della produzione, trasmissione, distribuzione

dell'energia elettrica dove le tecnologie ANIE sono utilizzate al fine di soddisfare l'elettrificazione delle comunità, delle industrie e dei trasporti.

L'area industria si rivolge al mercato della trasformazione industriale. Le tecnologie ANIE contribuiscono alla progettazione, produzione e gestione dei componenti utilizzati nei macchinari impiegati dalle aziende manifatturiere per produrre beni di consumo.

L'area infrastrutture si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e gestione delle strutture essenziali per il funzionamento delle società moderne. Ciò include infrastrutture stradali, ferroviarie, portuali e aeroportuali, reti di distribuzione dell'acqua e del gas, reti di telecomunicazioni, elettriche ed infrastrutture digitali. Le tecnologie ANIE contribuiscono allo sviluppo di infrastrutture sicure ed efficienti.



E.ON Italia è uno dei principali operatori energetici presenti sul mercato nazionale, con un'offerta di soluzioni innovative ed efficienti, per consumare meno e meglio, attualmente scelte da oltre 900.000 clienti residenziali, imprese e pubbliche amministrazioni in tutto il Paese. Grazie ad un nucleo di società controllate e a più di 500 collaboratori, forniamo ogni anno oltre 1,6 TWh di energia verde garantita all'origine. La nostra strategia Make Italy Green ha l'obiettivo di contribuire alla lotta al cambiamento climatico e alla riduzione dell'impronta delle persone sull'ambiente, abilitando e accelerando il percorso verso la carbon neutrality per le comunità, le abitazioni, le aziende, la PA e le città.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia con attività di approvvigionamento, produzione e vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi energetici e ambientali. La società è impegnata in prima linea nella sfida della transizione energetica, attraverso lo sviluppo della generazione rinnovabile e low carbon, i servizi energetici e ambientali e la mobilità sostenibile, in piena sintonia con gli obiettivi definiti dal Green Deal europeo. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da oltre 250 centrali tra impianti idroelettrici, eolicci, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas ad alta efficienza.

La potenza netta installata complessiva del Gruppo è di oltre 7 GW.

Oggi opera in Italia e in Europa, impiegando oltre 6.000 persone.



EF Solare è un primario operatore di fotovoltaico in Europa con una capacità installata di oltre 1 GW. È controllato al 70% dai fondi di F2i - Fondi Italiani per le Infrastrutture, il più grande fondo infrastrutturale attivo in Italia, e partecipato al 30% da Crédit Agricole Assurances, primo investitore istituzionale francese nelle energie rinnovabili. Ha in portafoglio in Italia più di 300 impianti in 17 Regioni con una capacità di oltre 850 MW, in Spagna 10 impianti in esercizio per una potenza di oltre 190 MW.

Contribuisce a perseguire gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento energetico e crescita della competitività industriale attraverso l'innovazione tecnologica. EF Solare vuole guidare la crescita del settore solare italiano attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione e lo sviluppo di nuovi impianti. La strategia di EF Solare Italia si sviluppa su due assi: da un lato il miglioramento delle performance tecnico-economiche dei propri asset, at-

traverso un nuovo modello operativo di O&M, il revamping e repowering degli impianti esistenti, il presidio attivo dell'Energy Management e lo sviluppo ICT; dall'altro la crescita del portafoglio e lo sviluppo di nuovi business, attraverso la costruzione di nuovi impianti in Italia e in Spagna, l'ingresso nel mercato dei servizi di rete grazie allo storage elettrochimico, e lo sviluppo delle opportunità offerte dal modello dei prosumer.



Elettricità Futura è la principale Associazione del settore elettrico italiano e rappresenta oltre il 70% del mercato nazionale.

L'obiettivo fondamentale di Elettricità Futura è promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano nella direzione della transizione energetica, attraverso un percorso di rilancio e valorizzazione della filiera industriale che consenta la creazione di notevoli benefici per l'economia e l'occupazione aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività dell'Italia.

Elettricità Futura supporta la crescita delle aziende del settore elettrico, condivide le loro istanze attraverso un costante dialogo con le Istituzioni nazionali ed europee, organizza e favorisce occasioni di networking per lo sviluppo delle imprese e offre un'informativa costante sulle novità normative e tecnologiche e sulle opportunità di internazionalizzazione.

Elettricità Futura ha elaborato il Piano elettrico 2030 che ha l'obiettivo di raggiungere l'84% di elettricità rinnovabile, creando oltre 300 miliardi di investimenti e 540.000 nuovi posti di lavoro in Italia.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria, Confindustria Energia e partecipa a numerosi tavoli di lavoro con altre organizzazioni nazionali, tra cui: Comitato Elettrotecnico Italiano, Coordinamento FREE, Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, Italy for Climate, Kyoto Club, Motus-E, RES4Africa Foundation, World Energy Council | WEC.

Elettricità Futura partecipa anche al dibattito europeo attraverso l'adesione a diverse Associazioni europee di rappresentanza del settore (Eurelectric, WindEurope, SolarPower Europe, Bioenergy Europe, European Clean Hydrogen Alliance).

Imprese attive nella produzione e commercializzazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi per il settore hanno scelto Elettricità Futura per crescere.

Enel X Global Retail è la business line globale del Gruppo Enel che opera nell'ambito della fornitura energetica e dei servizi di energy management. Leader mondiale nello sviluppo di soluzioni innovative dedicate ad accompagnare consumatori residenziali, imprese e municipalità nel percorso di transizione energetica, Enel X Global Retail offre un ecosistema di prodotti e servizi modulari e integrati, costruiti attorno alle esigenze dei clienti, promuovendo l'elettrificazione degli usi e la digitalizzazione.

Enel X Global Retail gestisce servizi di demand response, con 8,1 GW di capacità totale, ha installato 76 MW di capacità di accumulo behind-the-meter e oltre 3 milioni di punti luce in tutto il mondo. Inoltre, fornisce quotidianamente energia a circa 67 milioni di clienti. L'ecosistema di soluzioni di Enel X Global Retail si basa su un business model a piattaforma che comprende asset per l'ottimizzazione e l'autoproduzione di energia, soluzioni premium di efficienza e gestione energetica ed offerte competitive e flessibili, con l'obiet-

tivo di aiutare il cliente a tracciare la propria roadmap energetica, accompagnandolo dalla consulenza iniziale fino all'implementazione delle soluzioni.



Energy Intelligence fornisce servizi nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili per uno sviluppo sostenibile. Attraverso la digitalizzazione dei flussi energetici aiuta le imprese a ottimizzare l'uso dell'energia e a adottare il modello PROSUMER, integrando produzione e consumo di energia, e gestendo le sfide legate all'autoproduzione, all'accumulo e alla mobilità elettrica.

FOTOVOLTAICO: Gestiamo oltre 500 MWp su 900 impianti, posizionandoci come uno dei maggiori operatori italiani di Global Services fotovoltaico. Oltre alla progettazione e realizzazione di nuovi impianti, forniamo servizi di Asset e Risk Management, manutenzione dinamica (O&M) e revamping di impianti in esercizio.

EFFICIENZA ENERGETICA: Offriamo consulenza e servizi per ridurre i consumi energetici in ambienti industriali e building complessi. Attraverso il monitoraggio dei flussi energetici e il controllo delle prestazioni degli impianti, sviluppiamo interventi orientati al risparmio, all'indipendenza

energetica e alla sostenibilità. Inoltre, forniamo servizi specializzati per la progettazione e gestione delle Comunità Energetiche, anche tramite una piattaforma digitale dedicata.

EI PLATFORM: Il nostro asset principale è una soluzione Cloud per l'utilizzo intelligente dell'energia. Basata sull'architettura IoT, gestisce un portafoglio di impianti, fornendo indicatori prestazionali ed economici (KPI) per investimenti e gestione efficiente.

LABORATORIO DI SPERIMENTAZIONE: Disponiamo di un laboratorio sul fotovoltaico, realizzato con il patrocinio delle Istituzioni e dell'Università, dove è stata sviluppata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Il laboratorio, uno dei pochi in Italia, è un centro di innovazione costante per testare nuove tecnologie e metodi di diagnostica avanzata.



Eni è una global energy tech company presente in 62 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti.

Nata come compagnia oil & gas, oggi si è trasformata in una società integrata dell'energia: ricopre un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e gioca un ruolo centrale nella transizione energetica.

Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, attraverso la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti che vende ai propri clienti.

In linea con questo obiettivo, Eni investe nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie in grado di accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile, di cui fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO₂ sono solo alcuni esempi insieme a tecnologie game-changer come l'energia da fusione.

A supporto della propria trasformazione e

del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite, costruendo così una struttura che contribuisce a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività.

Tra queste ci sono Plenitude, presente sul mercato con un modello di business distintivo che integra la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e soluzioni energetiche e un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici; Enilive, società dedicata alla bioraffinazione, alla produzione di biometano, alle soluzioni di smart mobility, tra cui il car sharing Enjoy, e alla commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.

Tra le altre società, Versalis è impegnata nel percorso di trasformazione in un'azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità e decarbonizzazione; Eni Rewind, è focalizzata sulle bonifiche e la gestione dei rifiuti con soluzioni efficaci per clienti pubblici e privati, in Italia e all'estero.

EPQ, tra i primi operatori in Italia nell'offerta di servizi in ambito flessibilità e energy management, si posiziona sul mercato energetico a supporto delle aziende ad alto consumo di energia interessate a massimizzare il valore dei propri asset energetici tenendo conto di tutte le variabili presenti e delle opportunità offerte dall'evoluzione normativa e dal mercato.

La creazione di valore non dipende solo dall'esperienza consolidata e dalla visione pionieristica del mercato energetico, ma dalla capacità di individuare e concretizzare le opportunità offerte dal mercato.

L'attività di EPQ è organizzata in diverse aree di business:

- Energy Portfolio Management: ottimizzazione del costo di approvvigionamento delle energie (contrattualizzazione e risk management con riferimento alle forniture di energia elettrica e gas naturale, energy market outlook, supporto regolatorio e normativo);

- Energy Efficiency, Smart Grid & Distributed Generation: interventi di efficienza energetica, ottimizzazione nella gestione di asset di generazione esistenti e supporto nella definizione e realizzazione di nuovi impianti di generazione; supporto a gestori di SDC (Sistemi di Distribuzione Chiusi);
- Flexibility: EPQ è un Balancing Service Provider nell'ambito del Progetto Pilota Terna UVAM, ossia un aggregatore e gestore di risorse flessibili (impianti di consumo, di produzione e accumuli); EPQ è inoltre il partner tecnico di X Response, un consorzio multisettoriale che aggredisce una moltitudine di soggetti che prestano il servizio di interrappresentabilità elettrica istantanea in favore di Terna.

I Clienti EPQ sono tipicamente grandi consumatori di energia, in ambito industriale e terziario, che hanno scelto un partner solido in grado di supportarli nella ottimizzazione della strategia energetica.



Galileo è una piattaforma paneuropea di sviluppo e investimento in diverse tecnologie nel settore energetico rinnovabile. È stata creata nel 2020 con l'obiettivo di apportare un contributo significativo e sostanziale alla transizione energetica in Europa, con una visione industriale che prevede la combinazione di quattro competenze cardine per fare la differenza nella nuova era delle rinnovabili: sviluppo di progetti competitivi, vendita di energia elettrica ai consumatori finali, gestione dell'energia e soluzioni di finanziamento innovative.

Oggi Galileo sta portando avanti una pipeline di progetti fotovoltaici, eolici on-shore e offshore e di sistemi di accumulo superiore a 12 GW in otto Paesi in Europa. Galileo è guidata da Ingmar Wilhelm, sviluppatore e imprenditore nel settore della transizione energetica, supportato da un team di manager di rilievo internazionale, ed è sostenuta da quattro importanti investitori istituzionali con strategie di lungo termine: Infratil Limited, Commonwealth

Superannuation Corporation (CSC), New Zealand Superannuation Fund (NZ Super Fund) e Morrison & Co Growth Infrastructure Fund (MGIF).



G.M.T. S.p.A. è una Esco (Energy Service Company) certificata UNI CEI 11352, ISO 9001, UNI ISO 45001, ISO 14001 e UNI CEI EN 15900.

L'azienda è attiva nello scenario nazionale nell'applicazione di tecnologie efficienti per l'uso razionale dell'energia e lo sviluppo di energie alternative al fine di ridurre i consumi energetici e concorrere al raggiungimento degli obiettivi previsti dall'Agenda ONU 2030.

G.M.T. S.p.A. intende raggiungere i più elevati standard di qualità, ispirando le proprie attività e business ai principi dello sviluppo sostenibile coinvolgendo in questo progetto i propri Clienti offrendo contratti EPC, servizi di Audit Energetici sia per Grandi Aziende che Energivore e PMI, Transizione 5.0 e CACER.

L'Azienda ha inoltre sviluppato, con il suo ramo di R&D, due progetti:

- Nigel: Sistema EMS (Energy Management System) che permette la mappatura e il monitoraggio in continuo dei consumi e delle anomalie. La piattaforma è personalizzata sulle esigenze del cliente e della struttura di monitoraggio e permette l'integrazione di dati provenienti da qualsiasi sistema open source fornendo la possibilità di avere pieno controllo delle grandezze di interesse.

- ZapGrid: Sistema di gestione di stazioni di ricarica di veicoli elettrici che risulta essere l'anello di collegamento tra i gestori delle stazioni e-mobility e gli utilizzatori di autoveicoli elettrici. ZapGrid si occupa dell'invisibile processo che coniuga l'offerta e la domanda nel mondo della mobilità elettrica, oltre che a rappresentare lo strumento per il ruolo di Aggregatore/Remote Operator.

Hive Power è un fornitore leader di soluzioni innovative per le reti intelligenti. L'azienda ha l'obiettivo di migliorare l'integrazione delle energie rinnovabili e dei veicoli elettrici in reti elettriche intelligenti.

Hive Power rende tutto questo possibile con FLEXO, il motore IA che consente alle aziende di gestire e ottimizzare qualsiasi asset collegato alla rete: dai veicoli elettrici e dalle batterie, alle pompe di calore fino agli impianti fotovoltaici a seconda degli obiettivi. FLEXO gestore di comunità è il software intuitivo e semplice che consente la gestione delle comunità energetiche, di grandi e piccole dimensioni, e l'ottimizzazione degli asset presenti in casa, nella comunità stessa o in rete tramite l'identificazione delle utenze in relazione alle ore di picco della domanda.

FLEXO gestore di comunità funziona tramite l'app white-label, che fornisce all'utente informazioni relative all'utilizzo dell'energia e ai risparmi, la tecnologia IA e la piattaforma, che permette invece la

gestione degli affari dei prosumer fornendo e prendendo dati dall'utente tramite il contatore intelligente. Quest'ultimo si integra, senza applicazioni hardware aggiuntive, agli altri dispositivi connessi (pannelli solari, accumulatori, pompe di calore, elettrodomestici e caricatori EV) e consente di gestire una grande quantità di dati generati attraverso la misurazione automatica o l'infrastruttura di misurazione avanzata. Inoltre, permette l'ottimizzazione del tempo di utilizzo dei dispositivi connessi per sfruttare i momenti della giornata in cui l'energia costa meno o in cui è disponibile una quantità maggiore di energia fotovoltaica, individuando eventuali "scarsi" o malfunzionamenti.

www.hivepower.tech

Icopower è una società operante sul mercato italiano dal 2014, che produce sistemi per l'efficientamento elettrico di clienti commerciali ed industriali.

- Macchinari per la risoluzione dei problemi di power quality (microinterruzioni, armoniche etc)
- Sistemi di monitoraggio

Attraverso diverse linee di prodotti specificamente dedicate al risparmio energetico, Icopower permette di intervenire in aziende in tutti i settori produttivi:

- Industriale (Fonderie, Cartiere, Metallurgiche, Alimentare)
- Commerciale (GDO, Supermercati, Grandi Magazzini, Punti Vendita)
- Terziario (Alberghi, Ospedali, Cliniche, RSA)

Con oltre 2.000 installazioni all'attivo in diversi paesi, Icopower è in grado di gestire tutte le possibili variabili tecniche presso il cliente finale. Icopower propone diverse tipologie di prodotti:

- Ottimizzatori di Voltaggio
- Rifasatori
- Efficientamento dei sistemi di Aria Compressa

La nostra Mission, quindi, è quella di fornire, attraverso servizi, soluzioni e sistemi innovativi, la possibilità di ridurre i propri sprechi in ambito energetico, anche valorizzando ciò che oggi è scarto, usufruendo di soluzioni tecnico - economiche innovative e vantaggiose. Nel compiere la nostra Mission, analizziamo la situazione caratteristica di ogni singola realtà, attraverso accurate fasi di audit, per poter così costruire una proposta studiata ad hoc per ognuno.

Icopower è presente sul territorio italiano, operando direttamente ed attraverso partner tecnico/commerciali esclusivi, ed in altre aree del mondo, dove propone i propri servizi con modelli di business adatti alla realtà locale. Inoltre Icopower è presente in diversi paesi in Europa, Africa, Asia, e Sud America.

Il sistema Icopower, seppur adattato in alcuni dettagli alla realtà locale, è applicabile ovunque ci sia un consumo di corrente elettrica.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa, con un forte impegno ESG, un posizionamento ai vertici mondiali per l'impatto sociale e grande focus sul clima.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,6 milioni di clienti e oltre 3.300 filiali.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il leader italiano nelle attività finanziarie per famiglie ed imprese.

Inoltre il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con oltre 900 sportelli e 7,2 milioni di clienti. Si colloca tra i principali gruppi bancari in diversi Paesi del Centro-Est Europa e nel Medio Oriente e Nord Africa grazie alle proprie controllate locali: è al primo posto in Serbia, al secondo in Croazia e Slovacchia, al quarto in Albania e Slovenia, al sesto in Bosnia-Erzegovina ed Egitto, al settimo in Moldavia e all'ottavo in Ungheria.

Al 31 dicembre 2023, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 963.570 milioni di euro, crediti verso clientela per 429.540 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 576.136 milioni di euro e una raccolta diretta assicurativa di 172.746 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

- Divisione Banca dei Territori
- Divisione IMI Corporate & Investment Banking
- Divisione International Subsidiary Banks
- Divisione Private Banking
- Divisione Asset Management
- Divisione Insurance

Maps Group, fondata nel 2002, è una PMI Innovativa quotata su Euronext Growth Milan di Borsa Italiana, che sviluppa soluzioni tecnologiche per trasformare i dati in informazioni, permettendo alle Organizzazioni di pianificare al meglio il futuro.

Con 12 sedi di cui la principale a Parma e più di 300 dipendenti, opera in tutta Italia con tre Business Unit: Energy, Healthcare e ESG.

I software di Maps Group combinano l'innovazione tecnologica, l'interoperabilità di sistemi, la flessibilità, la scalabilità, e la capacità di analisi, previsione e ottimizzazione tramite l'intelligenza artificiale, con una forte spinta all'innovazione del mercato grazie alla costante analisi delle richieste emergenti e all'interazione attiva con i propri clienti.

In Maps Energy siamo un team di ingegneri energetici e informatici, scienziati dei dati e esperti di intelligenza artificiale e abilitiamo gli operatori e i professionisti

dell'energia ad affrontare le sfide della transizione energetica sviluppando software intelligenti che ottimizzano i sistemi energetici per la riduzione dei consumi e la diffusione delle rinnovabili.

Gli ambiti di applicazione dei software MAPS Energy:

Efficienza Energetica: software intelligenti per l'efficienza energetica dal monitoraggio al controllo per ottimizzare la gestione dell'energia e accedere al credito fiscale 5.0.

Comunità Energetiche: software in cloud per la simulazione preliminare, la promozione, la raccolta delle manifestazioni di interesse e la gestione amministrativa, energetica ed economica delle Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER).

Manutenzione predittiva: software per la manutenzione predittiva degli impianti di produzione di energia rinnovabile e delle reti di distribuzione.

MOST - Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile, attraverso la collaborazione con 24 università, il CNR e 24 grandi imprese, ha la missione di implementare soluzioni moderne, sostenibili e inclusive per l'intero territorio nazionale.

Le aree e gli ambiti tecnologici di maggiore interesse del progetto sono: mobilità aerea, veicoli stradali sostenibili, trasporto per vie d'acqua, trasporto ferroviario, veicoli leggeri e mobilità attiva.

Il Centro Nazionale si occuperà di rendere il sistema della mobilità più "green" nel suo complesso e più "digitale" nella sua gestione.

Lo farà attraverso soluzioni leggere e sistemi di propulsione elettrica e a idrogeno; sistemi digitali per la riduzione degli incidenti; soluzioni più efficaci per il trasporto pubblico e la logistica; un nuovo modello di mobilità, come servizio, accessibile e inclusiva.

NTT DATA è una multinazionale leader nel settore della Consulenza e dei Servizi IT, con un fatturato di oltre 30 miliardi di dollari. Supportiamo il 75% delle società presenti nella classifica Fortune Global 100 delle più grandi aziende del mondo. Investiamo oltre 3,6 miliardi di dollari ogni anno in Ricerca & Sviluppo per aiutare organizzazioni e società ad essere pronti, anche in termini di sostenibilità, al futuro digitale. NTT DATA fa parte del gruppo NTT ed è presente in Italia con oltre 6.000 dipendenti a Milano, Roma, Torino, Genova, Bologna, Treviso, Pisa, Napoli, Cosenza, Bari e Salerno.

NTT DATA supporta gli operatori del settore Energy & Utilities nell'affrontare le sfide della trasformazione digitale, nella definizione di nuovi modelli operativi e nell'ottimizzazione dei processi attraverso un portafoglio completo di servizi di consulenza, applicazioni, infrastrutture e processi di business e grazie ad un team di professionisti altamente qualificati e con esperienze maturate sia in Italia che a livello internazionale nella consulenza e

nelle soluzioni digitali. Copriamo l'intera catena del valore con particolare attenzione all'evoluzione del quadro regolatorio del mercato elettrico, aiutando le aziende a rimanere competitive, sostenibili e conformi alle normative in continuo cambiamento.



NVA è una piattaforma, partecipata dal fondo iCON Infrastructure, il cui obiettivo è sviluppare, costruire e gestire circa 1,5 GW di impianti alimentati da fonti rinnovabili di energia eolica e fotovoltaica entro il 2029, diventando una delle principali Independent Power Producer del panorama energetico italiano.

Impianti efficienti e sostenibili che rendano l'energia green in tutte le sue forme una realtà sempre più quotidiana e sempre più alla portata di tutti: nata come una società di ingegneria e sviluppo, NVA si pone ora come un punto di riferimento in piena espansione nel settore delle energie rinnovabili, con lo scopo di produrre ed immettere energia prodotta al 100% da fonti rinnovabili in maniera etica e sostenibile.

Proprio la sostenibilità e valorizzazione delle risorse e del territorio è un fattore chiave della propria attività, con la volontà di agire in tutti i suoi progetti secondo i principi di responsabilità e di etica, in stretta collaborazione con i suoi partner strategici e ispirandosi ai principi dell'economia circolare.



Sopra Steria, riconosciuta come leader europeo tecnologico per la consulenza, i servizi digitali e lo sviluppo software, affianca i suoi clienti nel loro percorso di trasformazione digitale dai benefici tangibili e sostenibili. Fornisce soluzioni end-to-end che rendano aziende e organizzazioni più competitive, coniugando una conoscenza approfondata dei diversi mercati e delle tecnologie più innovative in una dimensione collaborativa.

Sopra Steria pone le persone al centro di tutte le sue attività e si impegna a sfruttare al massimo la tecnologia digitale al fine di costruire un futuro positivo per i propri clienti. Con 47.000 dipendenti in 30 paesi, il Gruppo ha generato ricavi per € 4,7 miliardi nel 2021. Con circa 1000 risorse e un fatturato 2021 di 84,2M€, Sopra Steria opera sul mercato italiano attraverso le sue sedi di Assago (MI), Roma, Collecchio (PR), Padova, Ariano Irpino (AV) e Pozzuoli. Sopra Steria. The world is how we shape it.



Siamo una Società Benefit del mondo dell'energia. Crediamo che solo una transizione equa possa generare un cambiamento a prova di futuro. Lavoriamo per essere il miglior alleato delle persone e delle aziende nella sfida della consapevolezza energetica e della neutralità carbonica.

Adottiamo un approccio integrato alla sostenibilità, dalla produzione di energia al suo uso responsabile. Investiamo nell'innovazione tecnologica per offrire prodotti e servizi che abilitino scelte quotidiane virtuose. Sosteniamo la mobilità elettrica alimentando la crescita di punti di ricarica in tutta Europa.

Ispiriamo le comunità a unirsi a noi per diventare ambasciatori del cambiamento. Condividiamo la nostra competenza per promuovere comportamenti etici, cominciando dal nostro interno. Nutriamo una cultura inclusiva per attrarre e sviluppare i talenti.

Crediamo che insieme, attraverso scelte consapevoli, possiamo raggiungere il traguardo delle zero emissioni nette entro il 2040. Vogliamo ridurre il nostro impatto sul pianeta, a partire dall'energia.



Nata nel 1999, Sorgenia è la prima azienda privata non incumbent nel mercato libero dell'energia e uno dei principali operatori del settore grazie a un parco di generazione tra i più moderni ed efficienti in Italia, costituito da quattro impianti termoelettrici a gas naturale (CCGT), sette impianti eolici, tre impianti di produzione da biomasse vegetali, un impianto di produzione di biometano cui si aggiungono altri CCGT e idroelettrici detenuti al 50%, per una potenza installata complessiva di circa 4,8 GW.

La società basa la propria strategia su un modello flessibile di produzione e gestione dell'energia, per contribuire alla transizione energetica del nostro Paese; nell'ultimo anno ha gestito un portafoglio di 11 TWh di energia elettrica e circa 1 miliardo di metri cubi di gas naturale.

Innovazione, condivisione e sostenibilità sono le parole chiave che guidano il suo operato per realizzare sfidanti piani di sviluppo sia nella produzione di energia

da fonte rinnovabile, sia nell'offerta di nuove soluzioni green per famiglie e imprese.

Sorgenia è oggi la prima Greentech Energy Company italiana che, facendo leva sulle migliori tecnologie disponibili per tutte le proprie attività, propone ai clienti domestici e alle imprese soluzioni completamente digitali così da rendere l'esperienza con l'energia più personale e condivisa, abilitando l'adozione e l'integrazione di nuovi servizi con caratteristiche di sostenibilità ambientale.

Oltre 900 mila clienti l'hanno scelta per chiarezza e convenienza del prodotto offerto, semplicità e qualità della customer experience, valore ambientale e innovatività dei servizi. E il loro numero è in continua crescita.

Dal 2020 Sorgenia è entrata nel mercato della connessione internet ultraveloce FTTH (Fiber To The Home) con un'offerta innovativa e conveniente. Lo scorso anno la greentech energy company è diventata e-mobility service provider con la piattaforma digitale MyNextMove.



STRUTTURE ENERGIA SRL è una Società di ingegneria specializzata in progetti di riqualificazione energetica e strutturale di grandi complessi in ambito civile ed industriale e tra i pochissimi operatori certificati ISO9001 - BIM.

Opera sul mercato da più di 30 anni offrendo non solo servizi di ingegneria integrata ma anche servizi di contrattualistica e soluzioni finanziarie per la gestione in toto dei progetti di riqualificazione energetica e strutturale, a servizio di Clienti Finali, General Contractor ed ESCO.

Dedica impegno in numerosi progetti di ricerca e sviluppo con importanti Università ed enti di ricerca italiani ed esteri su temi quali la digitalizzazione nel settore dell'edilizia, le certificazioni ESG, l'applicazione dell'idrogeno nei distretti energetici, i modelli economici per la gestione dei distretti energetici stessi e le tecnologie di monitoraggio e ottimizzazione dei flussi.

La squadra è formata da 30 professionisti tra ingegneri, architetti, EGE e geometri, esperti nella progettazione di strutture ed impianti, nella pianificazione tecnica-economica-finanziaria dei lavori, nell'ottenimento di incentivi, nella gestione della sicurezza e della direzione dei lavori e si avvale di circa 20 collaboratori esterni per contributi e supporti specialistici.



La prima conseguenza della transizione energetica in atto, ovvero la dismissione dell'utilizzo dei combustibili fossili a favore della produzione da fonti rinnovabili e a minor impatto ambientale, comporta inevitabilmente anche un cambiamento radicale nel modo in cui l'energia viene gestita e distribuita. Questo cambiamento impone il continuo sviluppo di soluzioni atte a garantire la stabilità della rete elettrica, in un contesto di generazione distribuita e in un vasto panorama normativo in continua evoluzione.

Dal 1986 Tecnowatt si è dedicata alla progettazione e sviluppo di sistemi di supervisione, controllo e regolazione di impianti industriali e delle reti di distribuzione energetica.

L'approccio progettuale e la tecnologia di base adottata per lo sviluppo delle applicazioni, consente a Tecnowatt di sviluppare sistemi con elevato grado di affidabilità, integrabili con strutture operative esistenti.



Terna è la società che gestisce la rete di trasmissione nazionale italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione ed è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica (TSO) in Europa. Ha un ruolo istituzionale, di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale: porta avanti le attività di pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete, oltre a garantire 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, l'equilibrio tra domanda e offerta dell'elettricità attraverso l'esercizio del sistema elettrico. Con circa 75mila km di linee in alta e altissima tensione, oltre 900 stazioni su tutto il territorio nazionale e 30 interconnessioni con l'estero può contare su un patrimonio di oltre 5.600 professionisti.

Il compito di Terna è assicurare l'energia al Paese, garantendone la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo e perseguitando lo sviluppo e l'integrazione con la rete elettrica europea, per garantire parità di accesso a tutti gli utenti. L'azienda sviluppa

anche attività di mercato e nuove opportunità di business valorizzando in Italia e all'estero le proprie competenze ed esperienze.

Quotata nel mercato telematico di Borsa Italiana dal 23 giugno 2004, Terna è regista e abilitatore della transizione ecologica per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili e rispettoso dell'ambiente: sostenibilità, innovazione e competenze distinte per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Copyright 2015 © Politecnico di Milano
Dipartimento di Ingegneria Gestionale Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 – Tribunale di Milano

ISBN 9788864931135