TEHA

THINK TANK | MANAGEMENT CONSULTING | LEADERS' EDUCATION | SUMMIT

L'elettricità per un'Italia più sicura e competitiva

Investimenti e riforme per creare valore per famiglie e imprese, rafforzare la sicurezza energetica e sostenere la crescita economica del Paese, oggi e nei prossimi 10 anni

Presentazione di sintesi dei contenuti

Sabato 5 settembre 2026

ELETTRICITÀ FUTURA
imprese elettriche italiane

© 2026 Tutti i diritti riservati

Non c'è vento a favore per chi non conosce il porto

Gli obiettivi dello studio

- Valorizzare il **contributo strategico della filiera elettrica al sistema-Paese**, quantificandone gli impatti su **investimenti, valore aggiunto, occupazione**
- Analizzare la **competitività delle bollette elettriche attraverso un *benchmark* internazionale**, evidenziando potenziali aree di intervento
- Valutare i **benefici della transizione elettrica**, in termini di **impatto sulle bollette**, sulla **riduzione dell'esposizione alla volatilità dei prezzi del gas** e sull'**economia italiana**
- Definire le **condizioni abilitanti** per la realizzazione degli **investimenti del settore nei prossimi 10 anni** e dei relativi benefici in termini di competitività, sicurezza e crescita

I messaggi chiave dello Studio (1/2)

1. **Il settore elettrico è il 1° settore industriale per investimenti.** Considerando il contributo diretto e indiretto della filiera elettrica allargata, genera **226 miliardi di Euro di valore della produzione, 58 miliardi di Euro di Valore Aggiunto, pari a circa il 3% del PIL italiano** (4,4% considerando anche l'indotto), e sostiene **570.000 occupati**
2. **L'Italia è un Paese «corto»,** in cui la domanda elettrica supera la produzione nazionale efficiente: è indispensabile **investire in nuova capacità e trasformare il *mix* di generazione per ridurre la dipendenza dall'estero.** Inoltre, la **domanda elettrica è attesa in crescita** del 28% al 2035 e del 41% al 2040, trainata dall'elettrificazione dei consumi e dallo sviluppo dei *data center*: è necessario sviluppare nuova capacità FER accompagnata da **accumuli e capacità programmabile. L'elettrificazione alimentata da fonti *emission free*** rappresenta una **leva strategica per coniugare competitività, sostenibilità, sicurezza e autonomia strategica**
3. In Italia, il **prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica** (PUN) è **strutturalmente più elevato rispetto ai principali *peer* europei**, riflettendo un ***mix* di generazione** maggiormente esposto al **gas e alla sua volatilità.** Il **PUN** rappresenta però un **riferimento diretto solo per gli operatori attivi sul mercato all'ingrosso**, come *utility* e imprese energivore. **Per cittadini e imprese non energivore** la componente energia non coincide con la **bolletta**, che si compone **anche** di **oneri di rete, oneri di sistema e fiscalità.** Inoltre, sempre più clienti residenziali (più del 50%) hanno **offerte a prezzo fisso**, attenuando l'impatto delle variazioni del prezzo della componente energia sulla bolletta
4. Le **bollette elettriche delle famiglie italiane** sono sostanzialmente in **linea con quelle dell'Area Euro** (circa 59 vs. 57 €/mese nel 2025). La componente energia più elevata è compensata dagli **oneri di rete**, **tra i più bassi** ed efficienti dell'Area Euro e dei principali *peer*. Per una famiglia media, la bolletta elettrica incide per il **2% sulla spesa mensile complessiva**, a fronte dell'8% delle altre spese energetiche (che includono benzina, gas e altre fonti di riscaldamento)
5. Nel confronto con i principali *peer* europei, la bolletta elettrica delle **imprese italiane non energivore** è allineata alla Germania, ma più alta di Francia e Spagna, anche a causa degli oneri di sistema. Nel perimetro italiano, le **PMI non energivore** sostengono un **contributo unitario più elevato** rispetto al livello medio degli oneri generali di sistema. Per le **grandi imprese energivore italiane a rischio delocalizzazione**, le riduzioni, remunerazioni per servizi e agevolazioni statali/UE **allineano la spesa ai *peer* europei**

I messaggi chiave dello Studio (2/2)

6. Per ridurre strutturalmente il costo dell'elettricità è necessario **incrementare la generazione nazionale efficiente**, in particolare quella da **fonti rinnovabili**, anche sfruttando pienamente il potenziale del ***repowering***. Il principale **collo di bottiglia in Italia** resta il **processo autorizzativo**: oltre **4.000 progetti**, per circa **150 GW**, sono ancora in ***iter* autorizzativo.** L'integrazione sicura delle rinnovabili nel sistema trasferisce il beneficio ma richiede **investimenti in reti elettriche moderne, resilienti e digitalizzate**, sistemi di **accumulo**, **capacità programmabile *low-carbon* e flessibilità della domanda**

7. Affinché **famiglie e imprese possano beneficiare stabilmente del minor costo della nuova produzione rinnovabile** sono necessari **contratti di lungo termine**. Gli strumenti per il **«disaccoppiamento» per i clienti finali** già esistono: **Contratti alle Differenze regolati** (come FER X e FER Z) e **PPA**, consentono di stabilizzare il prezzo e di trasferire in bolletta il minor costo della nuova generazione FER, riducendo l'esposizione alla volatilità dei prezzi all'ingrosso e migliorando la bancabilità dei progetti FER. Per le **imprese italiane**, incluse le PMI, **i PPA sono già oggi una possibile leva di competitività**. Invece, eventuali interventi di disaccoppiamento nel mercato all'ingrosso possono **generare distorsioni** visto che il mercato è integrato a livello europeo

8. La crescita delle rinnovabili e dei picchi di domanda rende indispensabile **combinare flessibilità e capacità programmabile**, con **accumuli e termoelettrico** chiamati a rispondere a **esigenze diverse e complementari**. **Garantire la sicurezza e l'adeguatezza** del sistema richiede **strumenti distinti ma coordinati**, come il **MACSE** per gli accumuli e il **Capacity Market** per approvvigionare la capacità programmabile necessaria delle varie tecnologie di generazione, oltre a **certezza per gli investimenti idroelettrici. L'import** può essere una **leva di flessibilità**, ma espone alla **dipendenza verso l'estero** e non può essere considerato pienamente disponibile nelle ore critiche

9. Oltre alle misure relative alla componente energia, per assicurare maggiore competitività delle bollette è possibile agire su **oneri di sistema e tassazione**. Nel breve termine, occorre valutare **modalità alternative di allocazione degli oneri A_{SOS}**, anche attraverso forme di **parziale finanziarizzazione**, evitando che la loro applicazione gravi di più su alcune categorie di consumatori come le PMI. Sul fronte della **fiscalità**, occorre valutare una **rimodulazione delle aliquote coerente con gli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione**

10. Il settore elettrico può mobilitare investimenti aggiuntivi fino a **200 miliardi di Euro su 10 anni** per perseguire gli obiettivi di **competitività e sicurezza** del sistema e abilitare la crescita. Questi investimenti possono portare a risparmi nel sistema elettrico fino a circa **20 miliardi di Euro annui a regime**, e generare impatti sul sistema Paese di oltre **120 miliardi di PIL**, **300 miliardi di valore della produzione** e fino a **166.000 occupati/anno**. La realizzazione degli investimenti e dei relativi benefici richiede **condizioni abilitanti coerenti e durature**: stabilità normativa e regolatoria, effettiva crescita della domanda elettrica, processi autorizzativi rapidi e prevedibili, consenso nei territori e collaborazione proattiva tra tutti gli attori coinvolti

Gli *advisor* che guidano gli sviluppi contenutistici dell'iniziativa

Guido Bortoni
VicePresidente Law&Regulation, Elettricità Futura; Presidente Emeritus, Autorità Energia (Arera)

Simona Benedettini
CEO & Founder, RACE Consulting

Gian Piero Joime
Professore di Economia dell'Ambiente e del Territorio, Università Guglielmo Marconi

Messaggio chiave 1

Il **settore elettrico** è il **1° settore industriale per investimenti** Considerando il contributo diretto e indiretto della filiera elettrica allargata, genera **226 mld€ di valore della produzione**, **58 mld€ di Valore Aggiunto**, pari a **circa il 3% del PIL** italiano (4,4% considerando anche l'indotto), e sostiene **570.000 occupati**

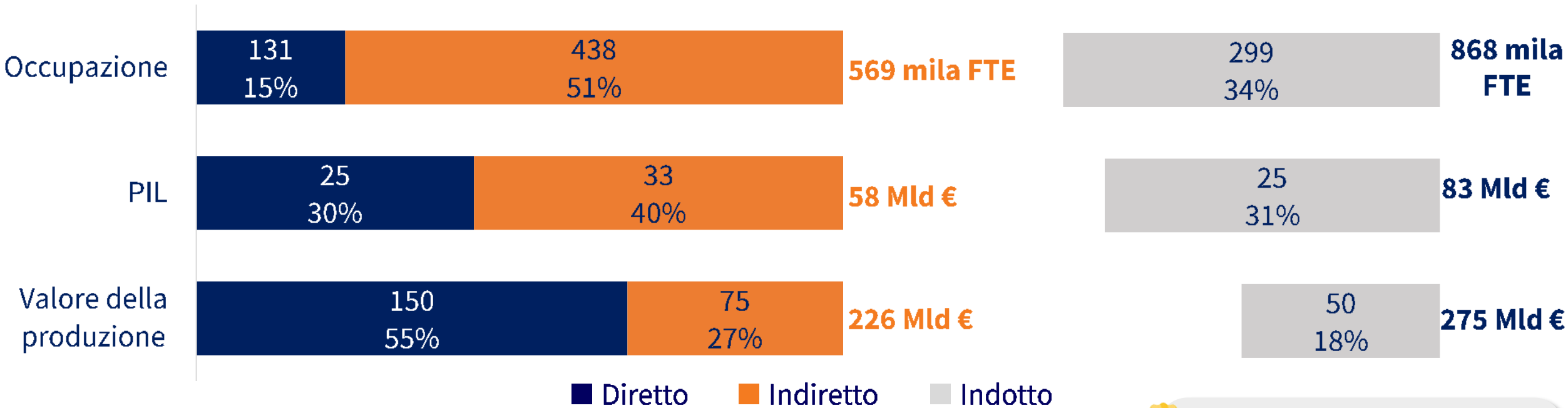
La filiera elettrica «allargata» è un pilastro del tessuto economico e industriale del Paese

Gli impatti economici della filiera sono stimati considerando **contributi diretti, indiretti e indotti**: oltre al valore generato direttamente dalle imprese del settore, sono inclusi gli **effetti sulla filiera a monte** e quelli **derivanti dalla spesa dei redditi distribuiti a lavoratori e famiglie**

Fonte: elaborazione TEHA Group, 2026

Il settore elettrico è il 1° settore industriale per investimenti e la filiera «allargata» impiega circa 570.000 persone e contribuisce per oltre il 4% al PIL

Impatto diretto, indiretto e indotto della filiera elettrica per canale di attivazione
(Migliaia *Full Time Equivalent* e %, miliardi di Euro e %), 2026



4,4% del PIL italiano
di Valore Aggiunto attivato dalla filiera elettrica allargata, di cui circa 1 % diretto e 3 % generato lungo la filiera dei fornitori e attraverso la ri-spesa dei redditi

Il **settore elettrico** è il **1°** settore industriale per **investimenti** e il **2°** per **valore della produzione**

N.B.: FTE corrisponde a *Full Time Equivalent* unità di misura che indica la quantità di lavoro svolto (o pianificato) da un lavoratore in un modo comparabile tra diversi contesti.
Fonte: elaborazione TEHA Group su analisi *OpenEconomics* ed Elettricità Futura, modello SAM nazionale ISTAT 2022 (63 branche di attività), 2026

TEHA

Messaggio chiave 2

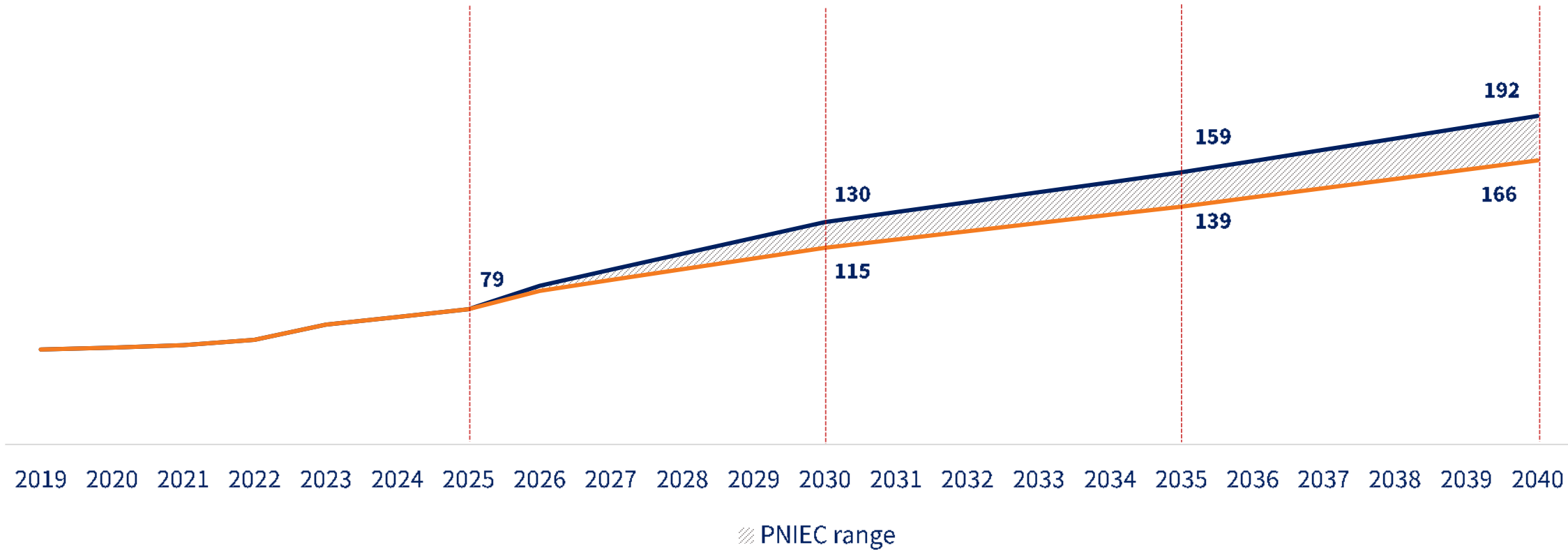
L'Italia è un Paese «**corto**», in cui la domanda elettrica supera la produzione nazionale efficiente: è indispensabile **investire in nuova capacità** e **trasformare il *mix* di generazione** per ridurre la dipendenza dall'estero

Inoltre, la **domanda elettrica è attesa in crescita** del 28% al 2035 e del 41% al 2040, trainata dall'elettrificazione dei consumi e dallo sviluppo dei *data center*: è necessario sviluppare nuova capacità FER accompagnata da **accumuli** e **capacità programmabile**

L'elettrificazione alimentata da fonti *emission free* rappresenta una **leva strategica** per coniugare **competitività, sostenibilità, sicurezza e autonomia strategica**

Gli scenari prevedono un'accelerazione della capacità rinnovabile installata fino a 159 GW al 2035 e fino a 192 GW al 2040

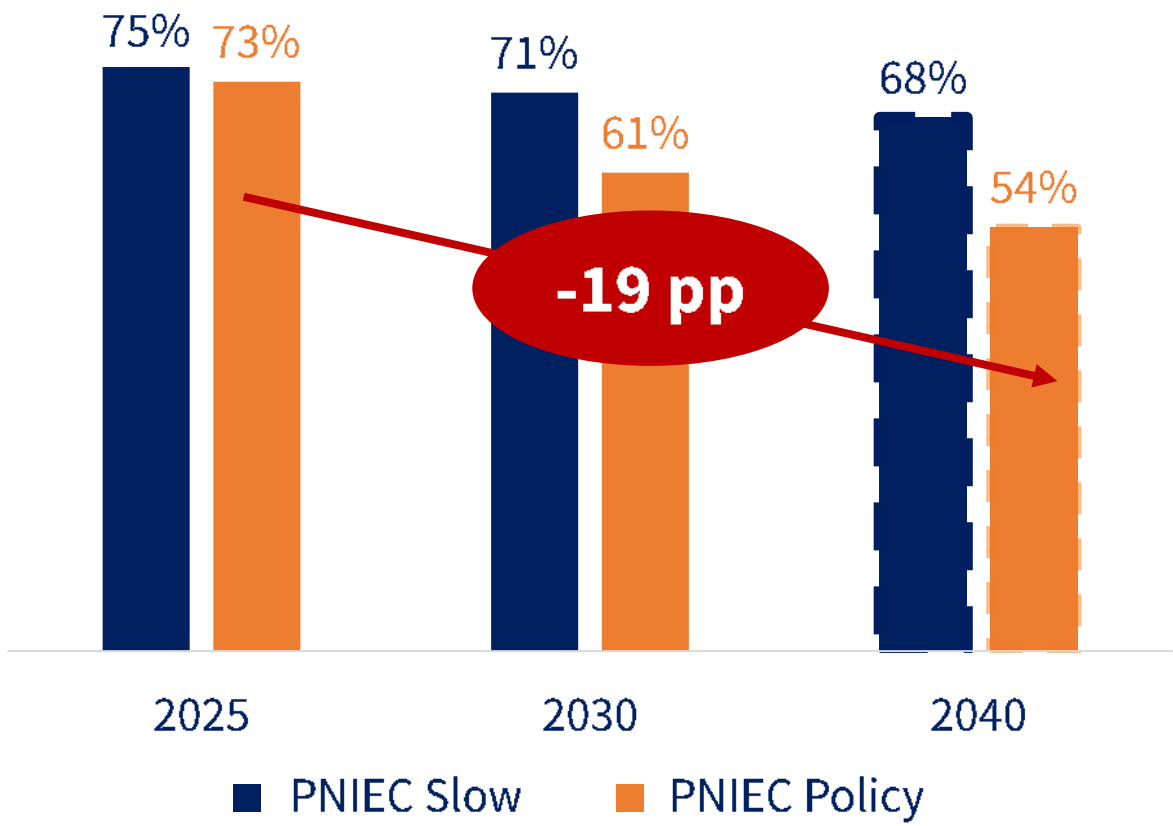
Capacità installata da fonti rinnovabili in Italia secondo gli scenari PNIEC *Policy*/DE-IT e *Slow*
(GW), 2019-2025, 2030, 2035 e 2040



N.B.: gli estremi del PNIEC *range* corrispondono agli scenari PNIEC *Slow* e PNIEC *Policy* /DE-IT. Con fonti rinnovabili si fa riferimento a fotovoltaico, eolico e idroelettrico.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati PNIEC e Terna-SNAM, 2026

Decarbonizzazione ed elettrificazione possono rafforzare l'indipendenza energetica, riducendo strutturalmente il ricorso alle importazioni fossili

Dipendenza energetica dell'Italia nello scenario di riferimento e nello scenario PNIEC (indice di dipendenza energetica, %), proiezioni 2025-2040



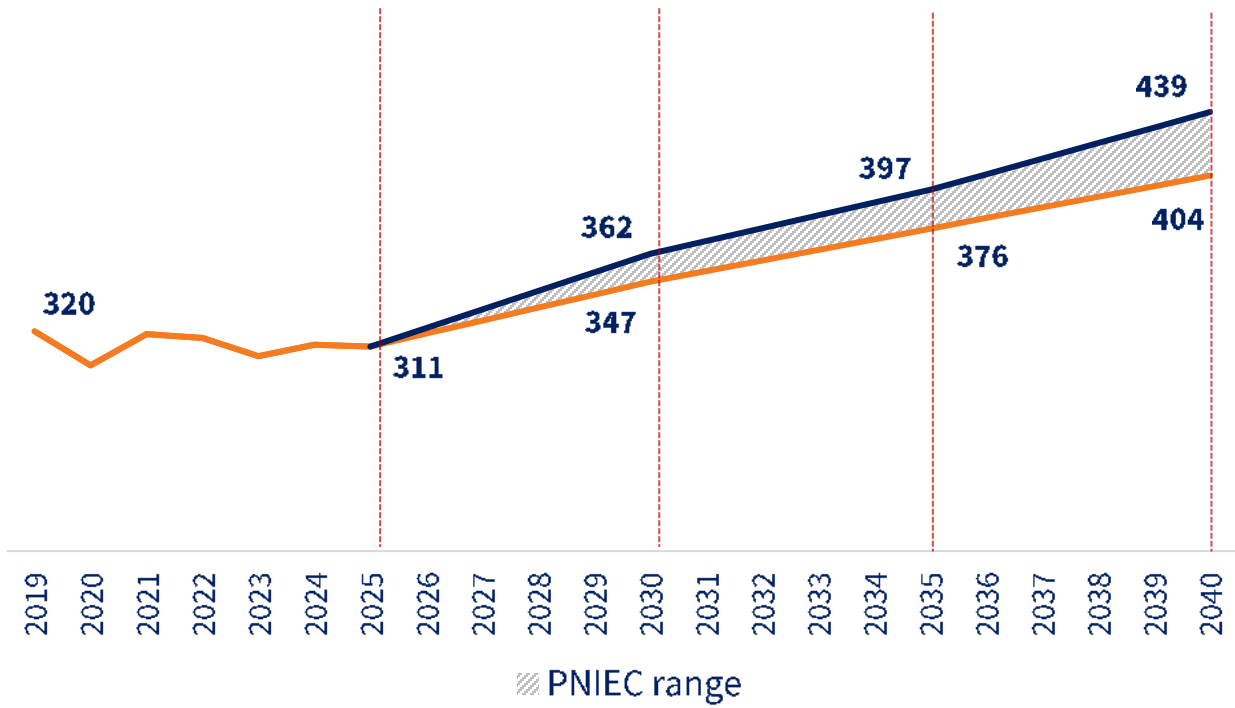
Decarbonizzazione ed elettrificazione sono **leve dirette** di **sicurezza energetica e competitività**
Secondo il PNIEC 2024, **decarbonizzazione ed elettrificazione riducono la dipendenza energetica** nazionale di **19 punti percentuali** tra **2025 e 2040**, limitando progressivamente il ricorso alle importazioni

L'**UE identifica** esplicitamente l'**elettrificazione** come **leva di indipendenza e resilienza**
L'**obiettivo europeo** è **aumentare** la **quota** dell'**elettricità** sui consumi finali **dal 23% attuale al 46% nel 2040**

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati PNIEC 2024 e Commissione Europea «*Electrification Action Plan*» del luglio 2026, 2026

L'elettrificazione e lo sviluppo dei *data center* riportano la domanda elettrica a crescere: si stima +28% al 2035 e fino a +41% al 2040

Fabbisogno elettrico in Italia secondo gli scenari PNIEC
Policy*/DE-IT e *Slow (TWh), 2019-2025, 2030, 2035 e 2040



La crescita della domanda elettrica è spinta da **2 principali *driver***:

L'elettrificazione crescente dei **consumi**

Sviluppo dei ***data center*** per l'IA (nord Italia)

N.B.: gli estremi del PNIEC *range* corrispondono agli scenari PNIEC *Slow* e PNIEC *Policy* /DE-IT.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati PNIEC e Terna-SNAM, 2026

Il sistema elettrico deve rispondere all'interesse del consumatore finale: competitività, sostenibilità, sicurezza e autonomia

Le esigenze del sistema elettrico sono quelle di sostenere **un'energia competitiva** (subito e nel medio termine), **sostenibile**, **sicura** e **autonoma**

Competitività

Un'energia a costo contenuto, oggi e nel medio termine (2027-2035)

Sostenibilità

Mitigazione del cambiamento climatico e adattamento alle nuove condizioni

Sicurezza

Affidabilità del servizio sul territorio: energia disponibile dove serve e quando serve

Autonomia

Minore dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili

Come **l'elettrificazione, alimentata dalle rinnovabili**, serve questi interessi

Riduce l'esposizione del Paese alla volatilità dei prezzi dei combustibili fossili e alle tensioni geopolitiche

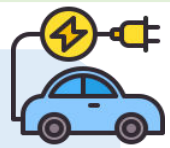
Abbassa il costo dell'energia per l'utente finale, grazie alla **maggiore efficienza del vettore elettrico** e delle tecnologie rinnovabili mature

TEHA

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

L'elettrificazione degli usi finali abilita guadagni strutturali di efficienza energetica

L'**elettrificazione**, alimentata dalle rinnovabili, **abilita una maggiore efficienza** negli **usi finali**: **riduce l'energia necessaria** per ottenere il medesimo beneficio/servizio



Mobilità elettrica

Per percorrere la **stessa distanza**, un'auto **elettrica** utilizza circa **2,5 volte in meno l'energia** di un'auto con motore a combustione

Pompe di calore

Dimezzano il fabbisogno di energia rispetto a una caldaia a gas

Piano cottura a induzione

Riduce le dispersioni energetiche dal 60% al 23% rispetto ai fornelli a gas

L'elettrificazione **non sostituisce semplicemente le rinnovabili ai fossili**: permette di **fornire gli stessi servizi con molta meno energia**, aumentando strutturalmente l'efficienza del sistema energetico

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

Il *mix* energetico futuro richiederà una **combinazione equilibrata di vettori**

L'**elettricità rinnovabile sarà centrale negli usi elettrificabili**, mentre **gas e altri vettori** manterranno un **ruolo chiave per sicurezza, flessibilità e per gli utilizzi difficilmente elettrificabili**, anche eventualmente attraverso tecnologie come la *Carbon Capture Storage* (CCS)

Messaggio chiave 3

In Italia, il **prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica** (PUN) è **strutturalmente più elevato rispetto ai principali *peer* europei**, riflettendo un ***mix* di generazione** maggiormente esposto al **gas e alla sua volatilità**

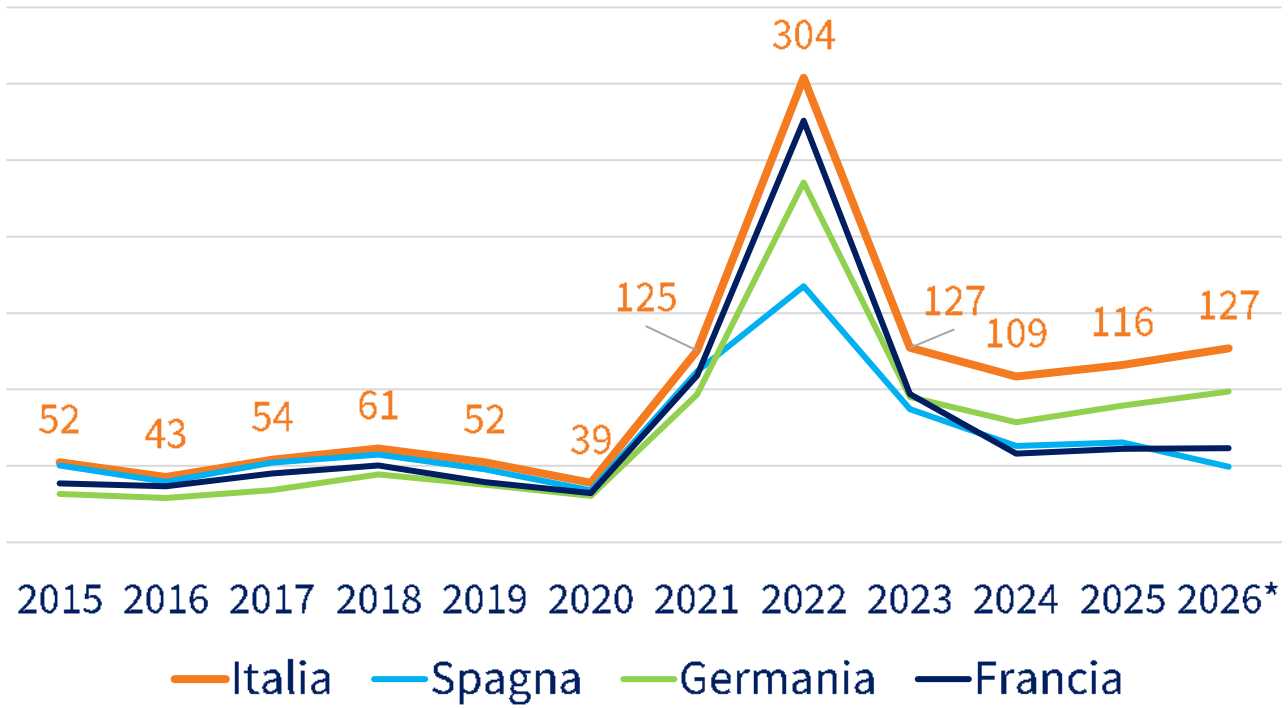
Il **PUN** rappresenta però un **riferimento diretto solo per gli operatori attivi sul mercato all'ingrosso**, come *utility* e imprese energivore

Per cittadini e imprese non energivore la componente energia non coincide con la **bolletta**, che si compone **anche** di **oneri di rete, oneri di sistema e fiscalità**

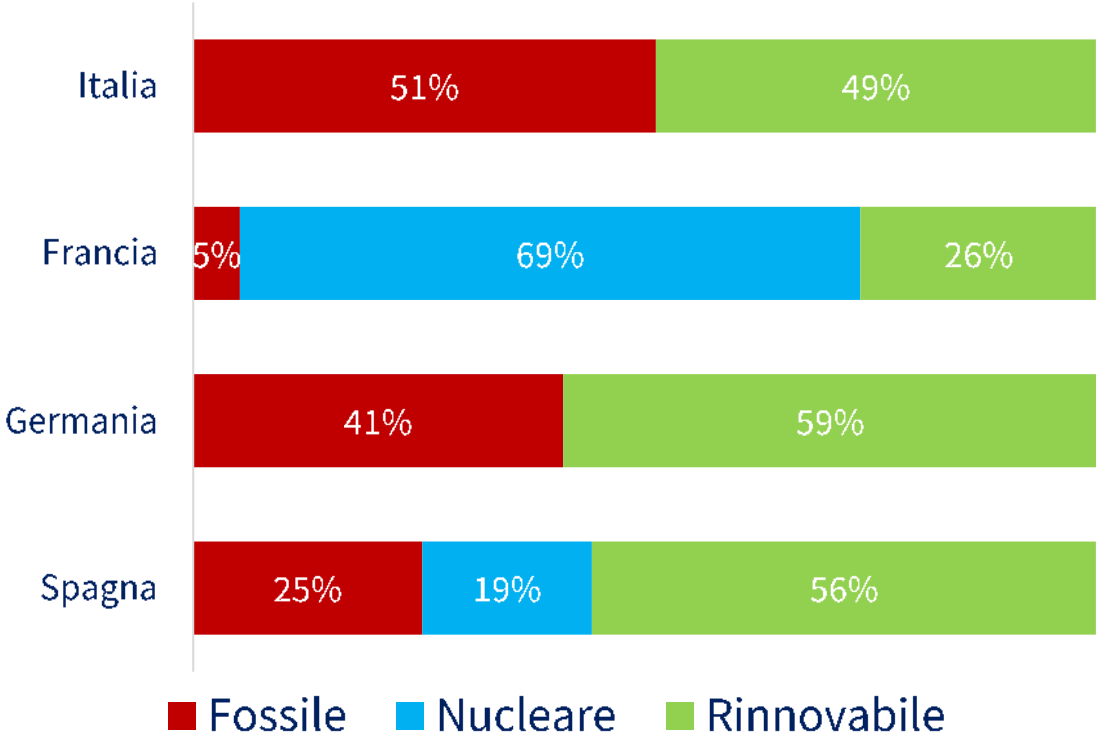
Inoltre, sempre più clienti residenziali (**più del 50%**) hanno **offerte a prezzo fisso**, attenuando l'impatto delle variazioni del prezzo della componente energia sulla bolletta

Il *mix* di generazione ancora esposto al gas mantiene il prezzo elettrico italiano superiore ai principali *peer* europei

Prezzi elettrici all'ingrosso in selezionati Paesi europei (€/MWh), 2015-2026*



***Mix* di generazione elettrica per fonte** (valori % sulla produzione nazionale), 2025



L'Italia è un Paese «**corto**», in cui la **domanda elettrica supera strutturalmente la produzione nazionale**: è indispensabile **investire in nuova capacità** e trasformare il *mix* di generazione per ridurre la dipendenza dall'estero

(*) I dati 2026 si riferiscono ai primi 6 mesi dell'anno.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, Ember, GME, OMIE e EPEX, 2026

La bolletta elettrica non coincide con la sola componente energia, ma è composta da 4 macro categorie

La struttura della bolletta elettrica, illustrativo

ENERGIA

Copre il costo di approvvigionamento **all'ingrosso**, i **costi di commercializzazione e vendita, di dispacciamento*** e di **approvvigionamento della capacità**. È l'unica componente esposta all'andamento del mercato

ONERI DI RETE

Coprono **trasmissione**, **distribuzione** e **misura**: la realizzazione, gestione e manutenzione delle infrastrutture che portano l'energia ai consumatori, e contabilizzazione dei flussi di energia. Sono costi **regolati da ARERA e indipendenti dal fornitore**

ONERI GENERALI DI SISTEMA

Coprono le componenti che finanziano le **politiche energetiche nazionali**: il sostegno alle **rinnovabili** (A_{SOS}) e **oneri residuali e sociali** (A_{RIM}). Sono **indipendenti dal fornitore e definiti dall'Autorità**

FISCALITÀ

Comprende le **accise** (imposta sul consumo, con struttura a scaglioni) e l'**IVA** applicate sulla fornitura elettrica. Sono la **componente di natura fiscale** della bolletta

N.B.: in **rosso tratteggiato** le dimensioni della bolletta che attengono al perimetro industriale della filiera (con riferimento agli oneri di sistema si fa riferimento alla sola componente A_{sos}.) (*) Costi per l'approvvigionamento delle risorse necessarie al mantenimento in condizioni di sicurezza del sistema elettrico. La componente A_{sos} copre gli oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92; la componente A_{rim} copre i rimanenti oneri generali di sistema, tra cui ricerca e sviluppo, agevolazioni tariffarie e misure di tutela per i clienti in condizioni di disagio.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

TEHA ha analizzato le componenti della bolletta elettrica per 6 fasce di consumatori domestici e industriali

Per analizzare la **bolletta elettrica di famiglie e imprese**, sono state considerate
6 fasce di consumo rappresentative per l'Italia

Non energivori

FAMIGLIA MEDIA

Consumo annuo	Potenza
2 MWh	0,003 MW

PICCOLA IMPRESA

Consumo annuo	Potenza
37 MWh	0,025 MW

es. officina, panificio, esercizi commerciali

MEDIA IMPRESA NON ENERGIVORA

Consumo annuo	Potenza
750 MWh	0,25 MW

es. food, servizi, logistica

GRANDE IMPRESA NON ENERGIVORA

Consumo annuo	Potenza
5,5 GWh	2 MW

es. logistica, retail, servizi

Energivori

MEDIA IMPRESA ENERGIVORA

Consumo annuo	Potenza
5 GWh	1 MW

es. metalmeccanica, vetro, fonderie

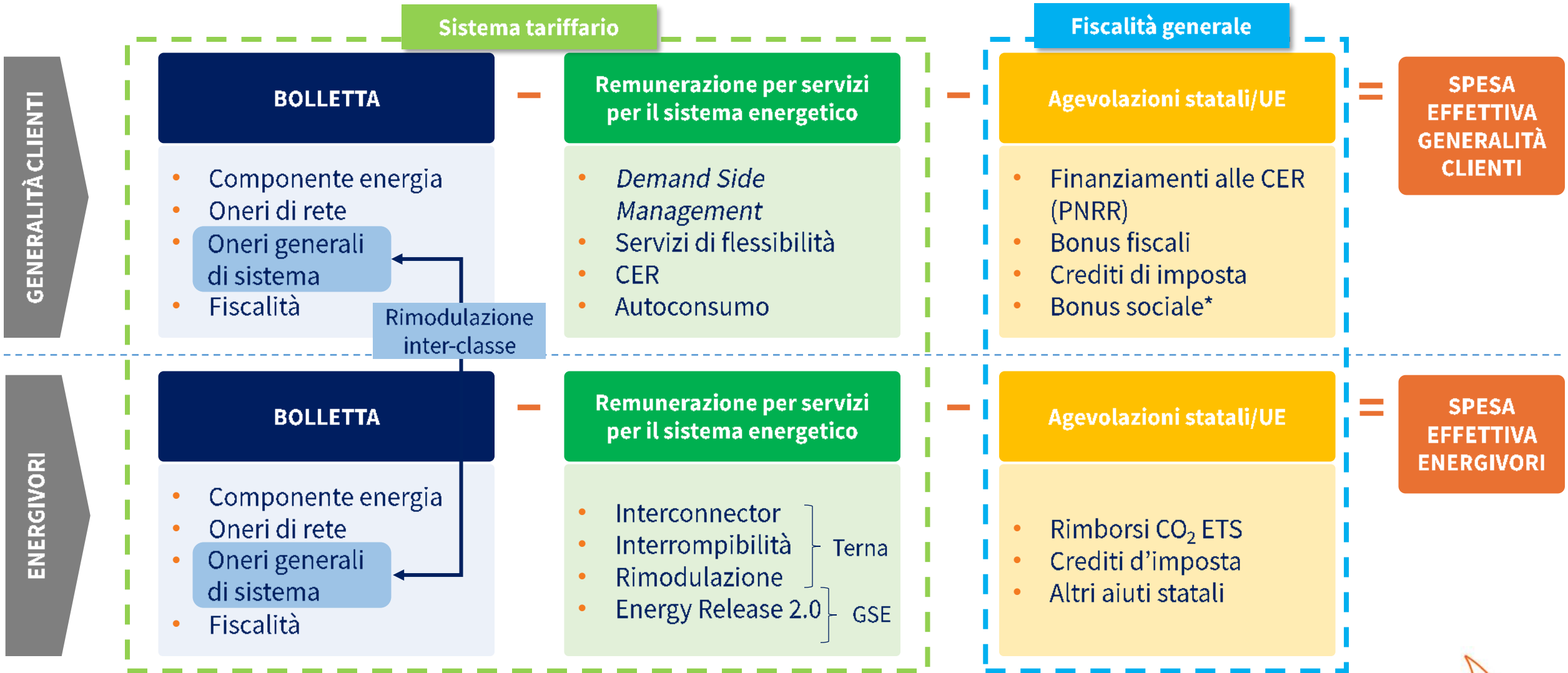
GRANDE IMPRESA ENERGIVORA

Consumo annuo	Potenza
50 GWh	10 MW

es. acciaio, cartaria, chimica di base

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Elettricità Futura, 2026

La spesa effettiva per l'energia dipende da bolletta, servizi di sistema e agevolazioni



(*) Misura di sostegno sociale alla spesa energetica delle famiglie, distinta dalle agevolazioni destinate a incentivare investimenti o attività economiche.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

Riduzioni degli oneri generali di sistema, remunerazioni per servizi resi al sistema ed agevolazioni statali/UE considerate nell'analisi

Italia

- **Riduzione degli oneri generali di sistema**: Applicazione della riduzione prevista per la classe A_{SOS} per medie e grandi imprese energivore
- **Compensazione degli oneri indiretti ETS** attraverso agevolazioni per grandi imprese energivore
- **Servizio di interrompibilità e modulazione dei prelievi:** remunerazioni per grandi imprese energivore per la sicurezza del sistema elettrico
- **Energy Release** per energivori: remunerazione per realizzazione di nuove fonti rinnovabili (5 GW)
- Servizio di ***import* virtuale per energivori:** remunerazione per realizzazione di nuove linee elettriche di interconnessione con l'estero

Francia

- **Agevolazione su oneri di rete** dedicate alle grandi imprese energivore
- **Remunerazione su corrispettivo CSPE***: Applicazione dell'aliquota in vigore nel 2025 per medie e grandi imprese energivore
- **Compensazione oneri indiretti ETS attraverso agevolazioni** per medie e grandi imprese energivore

Germania

- **Riduzione su oneri generali di sistema**: Agevolazioni sui corrispettivi KWKG e Offshore-Netzumlage per medie e grandi imprese energivore e sul corrispettivo StromNEV per grandi imprese energivore
- **Agevolazioni su oneri di rete**: agevolazione oneri di rete per medie imprese energivore localizzate in aree congestionate e riduzione del supplemento a copertura del mancato gettito per l'applicazione di tariffe elettriche agevolate per medie e grandi imprese energivore
- **Fiscalità agevolata**: agevolazione sul corrispettivo Stromsteuer per medie e grandi imprese energivore
- **Compensazione degli oneri indiretti ETS attraverso agevolazione** per medie e grandi imprese energivore

(*) *Contribution au service public de l'électricité.*

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

Messaggio chiave 4

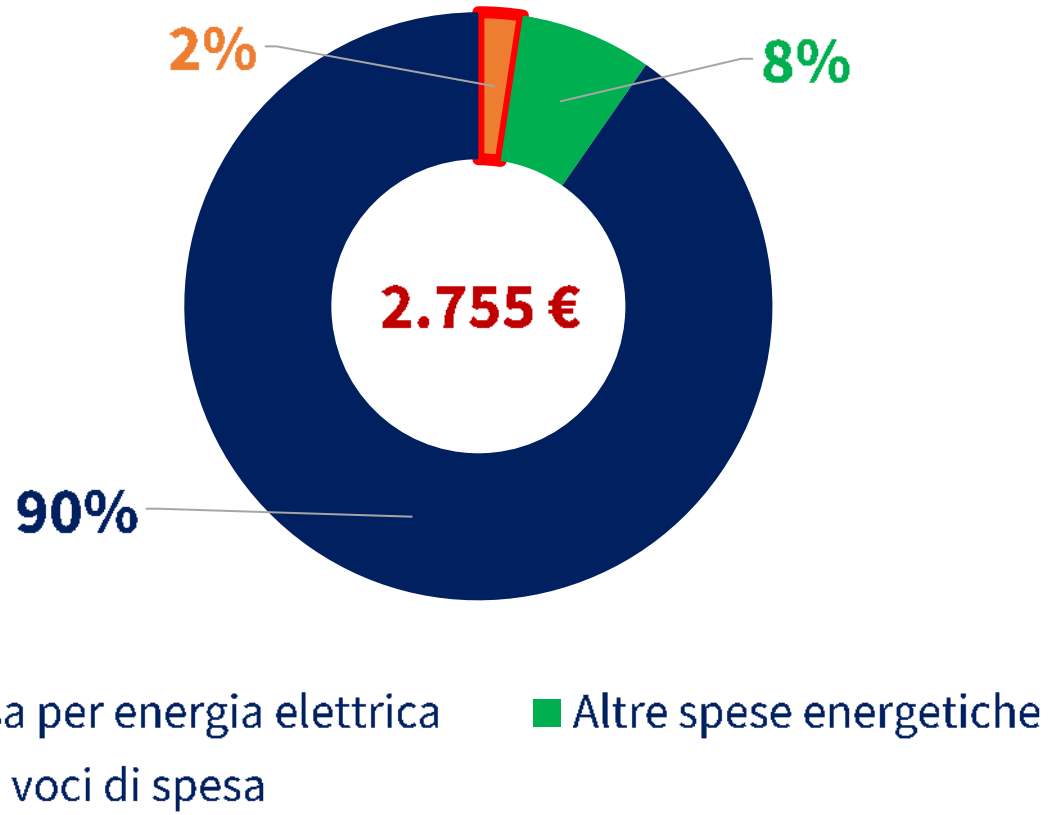
Le **bollette elettriche delle famiglie italiane** sono sostanzialmente in **linea con quelle dell'Area Euro** (circa 59 vs. 57 €/mese nel 2025)

La componente energia più elevata è compensata dagli **oneri di rete**, **tra i più bassi** ed efficienti dell'Area Euro e dei principali *peer*

Per una famiglia media, la bolletta elettrica incide per il **2% sulla spesa mensile complessiva**, a fronte dell'8% delle altre spese energetiche (che includono benzina, gas e altre fonti di riscaldamento)

La spesa per energia elettrica incide per circa 2% sulla spesa media mensile delle famiglie, a fronte dell'8% delle altre spese energetiche

Incidenza della spesa per energia elettrica e delle altre spese energetiche sulla spesa mensile complessiva delle famiglie italiane
(valori % e valore assoluto), 2024



~2%

La **spesa per energia elettrica** rappresenta solo circa il **2% della spesa media mensile complessiva delle famiglie italiane**

~10%

La **spesa energetica totale** (elettricità, gas/altri combustibili e carburanti) rappresenta invece circa il **10% della spesa familiare**

~0,2%

Se il **costo dell'energia elettrica aumentasse** del **10%**, la **spesa mensile totale media** delle famiglie italiane **aumenterebbe** solo dello **0,2%**

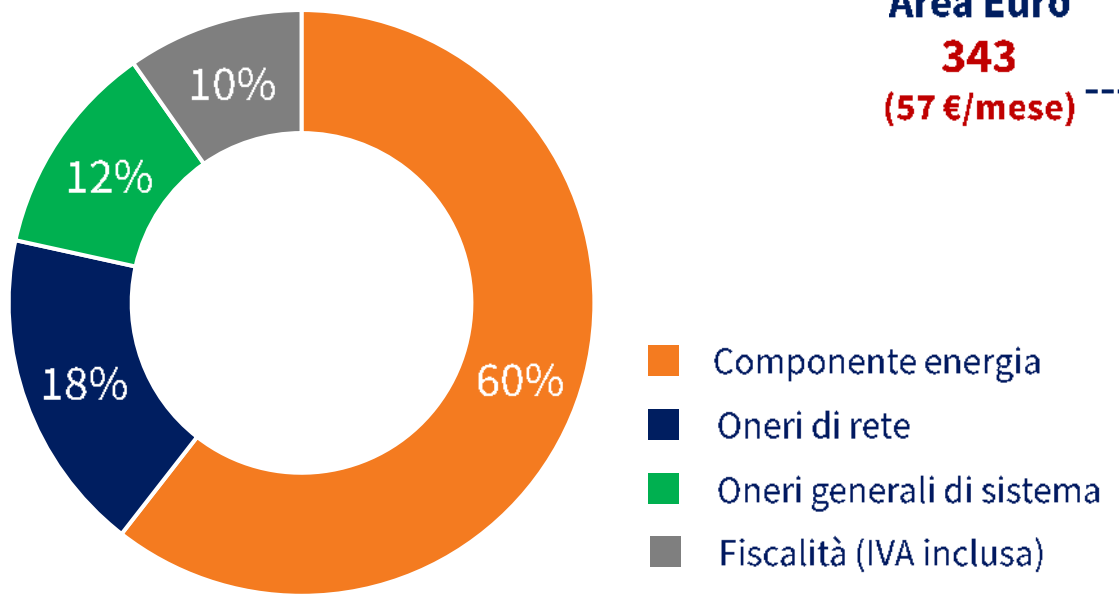
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Istat, 2026

Nonostante una componente energia più elevata, la bolletta della famiglia media italiana resta competitiva grazie ai bassi oneri di rete

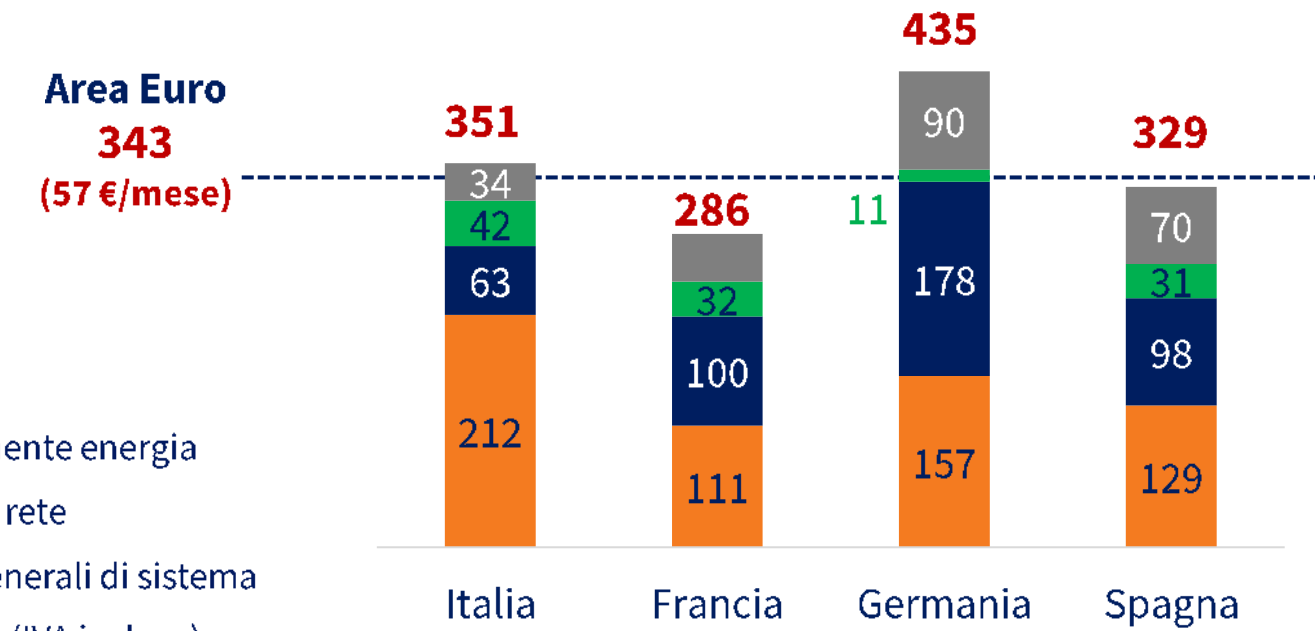
FAMIGLIA MEDIA

Consumo annuo	Potenza
2 MWh	0,003 MW

Scomposizione della bolletta elettrica per una famiglia media italiana (valori %), 2025



Prezzo unitario della bolletta elettrica (IVA inclusa) per i clienti domestici con consumo annuo di 2 MWh/anno, per componente e Paese (€/MWh), 2025



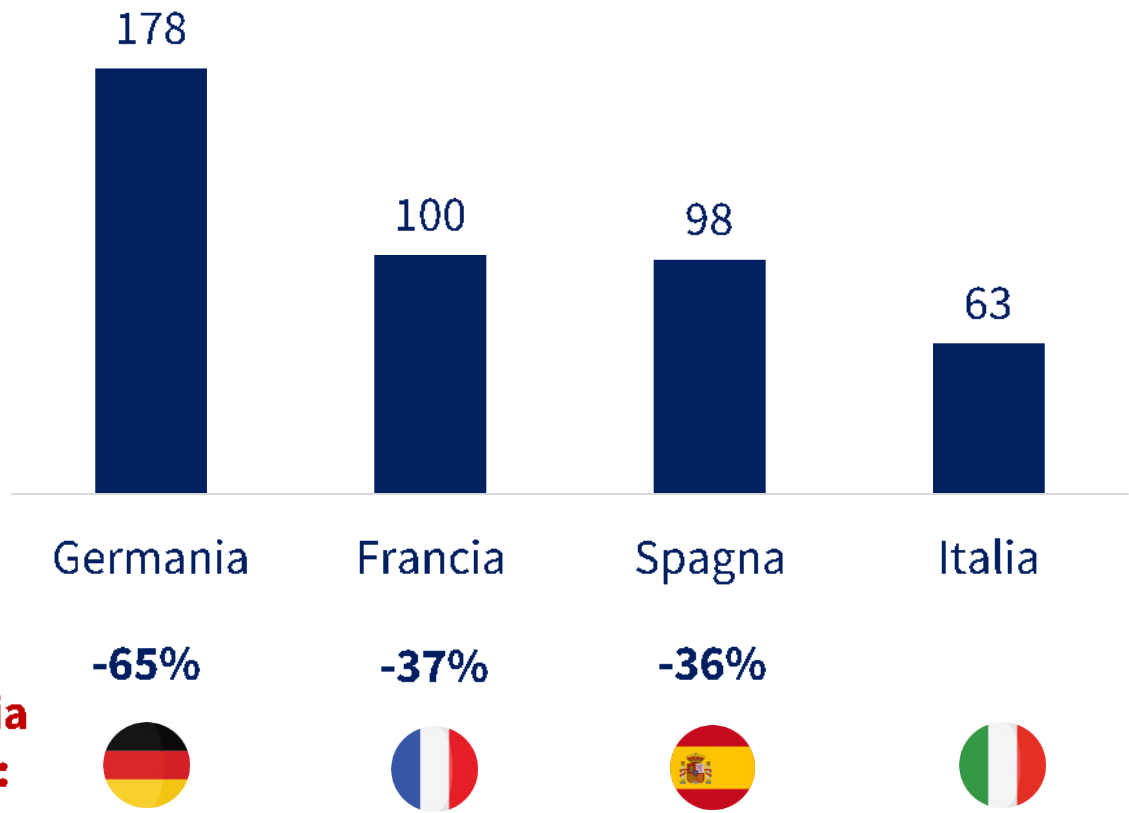
Costo medio della bolletta elettrica su base mensile			
59€	48€	73€	55€

N.B.: il dato dell'Area Euro deriva da fonte Eurostat (2025). Con riferimento al caso francese, non è considerata l'applicazione del meccanismo ARENH in quanto valevole per un sotto-insieme di clienti domestici e non domestici. La ricostruzione relativa alla Spagna sconta incertezze sul quadro regolamentare tali da non renderla pienamente comparabile.

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

I costi di trasmissione e distribuzione in Italia sono inferiori rispetto ai principali *peer* (-37% vs Francia, -36% vs Spagna e -65% vs Germania)

Costi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per consumatori domestici Italia e nei principali *peer* europei
(€/MWh), 2025



- Gli **oneri di rete**, **inferiori** rispetto ai **principali *peer* europei**, riflettono una gestione efficiente dell'infrastruttura elettrica ed economie di scala positive
- Il **vantaggio va preservato**: per sostenere la crescente elettrificazione e lo sviluppo delle FER sarà richiesta una **nuova fase di investimenti in trasmissione e distribuzione** finalizzati a integrare la nuova capacità e aumentare la **flessibilità** e sicurezza del sistema
- Ciononostante gli investimenti nelle reti, accoppiati a quelli nelle rinnovabili, **porteranno un valore «netto» positivo** su competitività e sicurezza al consumatore finale

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat e altre fonti, 2026

Messaggio chiave 5

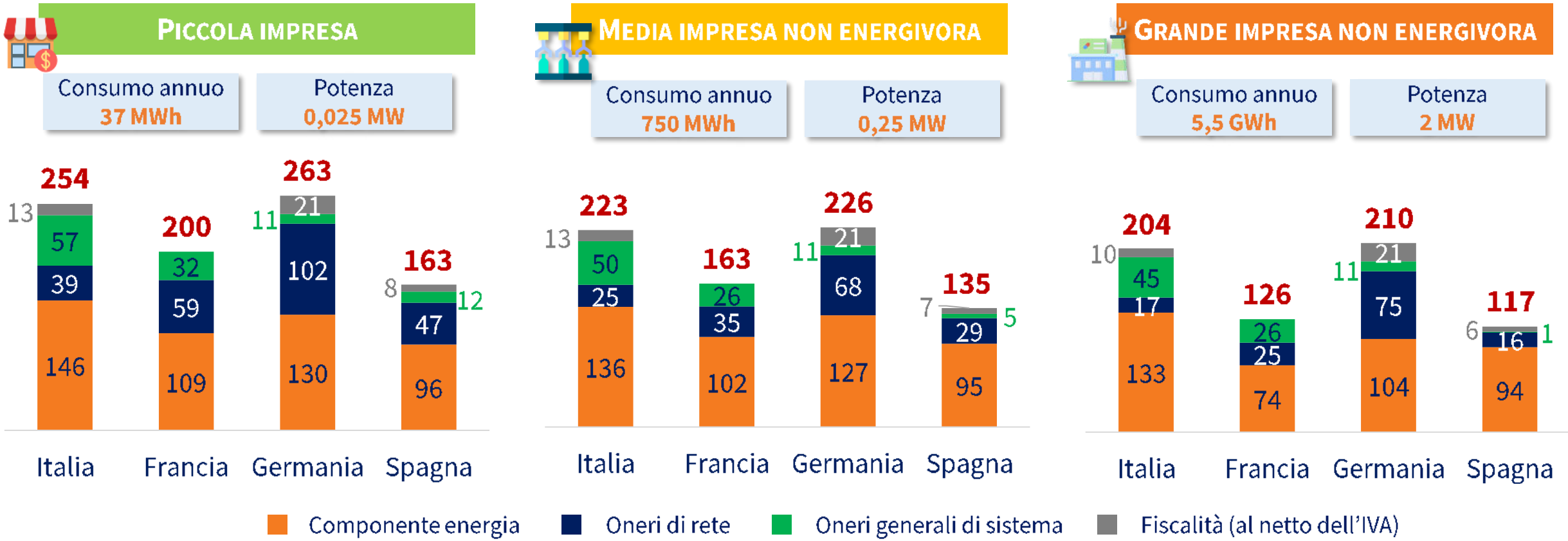
Nel confronto con i principali *peer* europei, la bolletta elettrica delle **imprese italiane non energivore** è allineata alla Germania, ma più alta di Francia e Spagna, anche a causa degli oneri di sistema

Nel perimetro italiano, le **PMI non energivore** sostengono un **contributo unitario più elevato** rispetto al livello medio degli oneri generali di sistema

Per le **grandi imprese energivore italiane a rischio delocalizzazione**, le **riduzioni**, **remunerazioni per servizi e agevolazioni statali/UE** allineano la spesa ai *peer* europei

La bolletta delle imprese italiane non energivore è allineata alla Germania, ma più alta di Francia e Spagna, anche a causa degli oneri di sistema

Prezzo unitario della bolletta elettrica per una piccola, media e grande impresa (non energivore), per componente e Paese (€/MWh), 2025



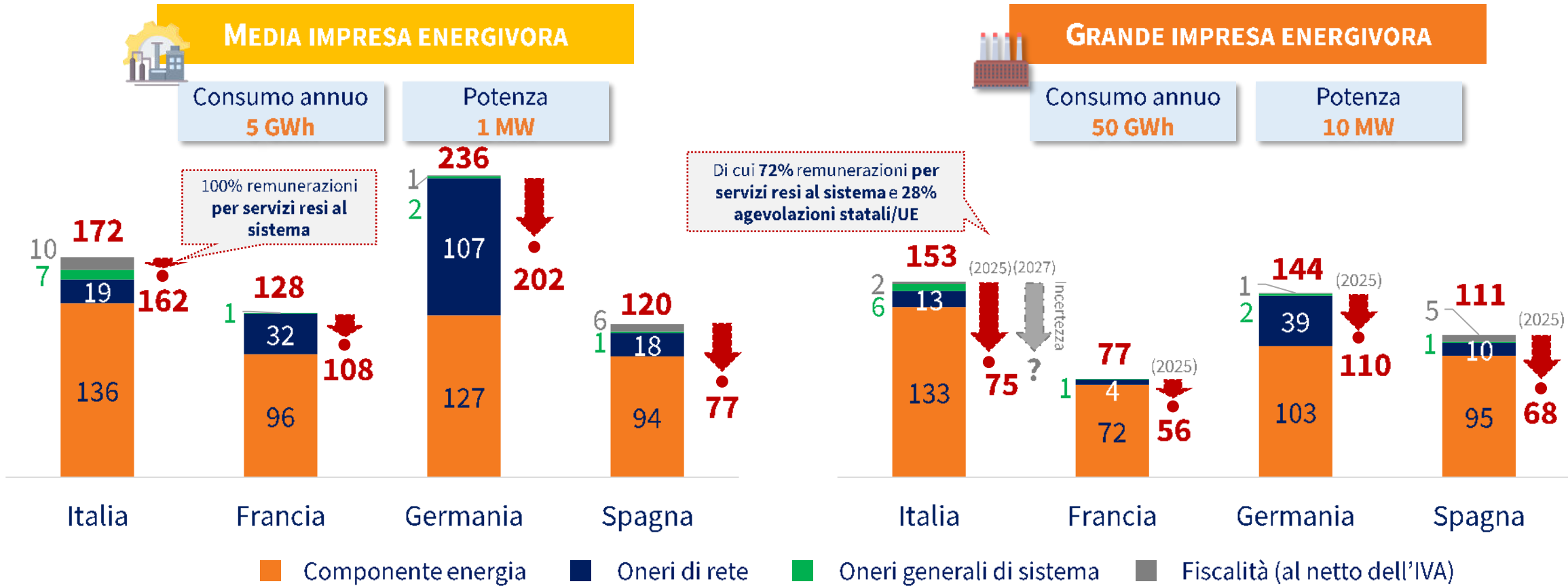
Gli oneri generali di sistema accentuano il differenziale di costo dell'Italia rispetto a Francia e Germania: il vantaggio italiano sugli **oneri di rete** non è sufficiente a compensare l'**extra-costo della componente energia** in particolare per le PMI

N.B.: La ricostruzione relativa alla Spagna sconta incertezza sul quadro regolamentare tali da non renderla pienamente comparabile.

Fonte: elaborazione TEHA group su fonti varie, 2026

Riduzioni, remunerazioni ed agevolazioni calmierano la spesa delle imprese energivore italiane, allineandosi ai *peer* in particolare per le grandi

Prezzo unitario della spesa elettrica* al netto degli sconti e spesa effettiva al lordo degli sconti per una media e grande impresa energivora, per componente e Paese (€/MWh), 2025



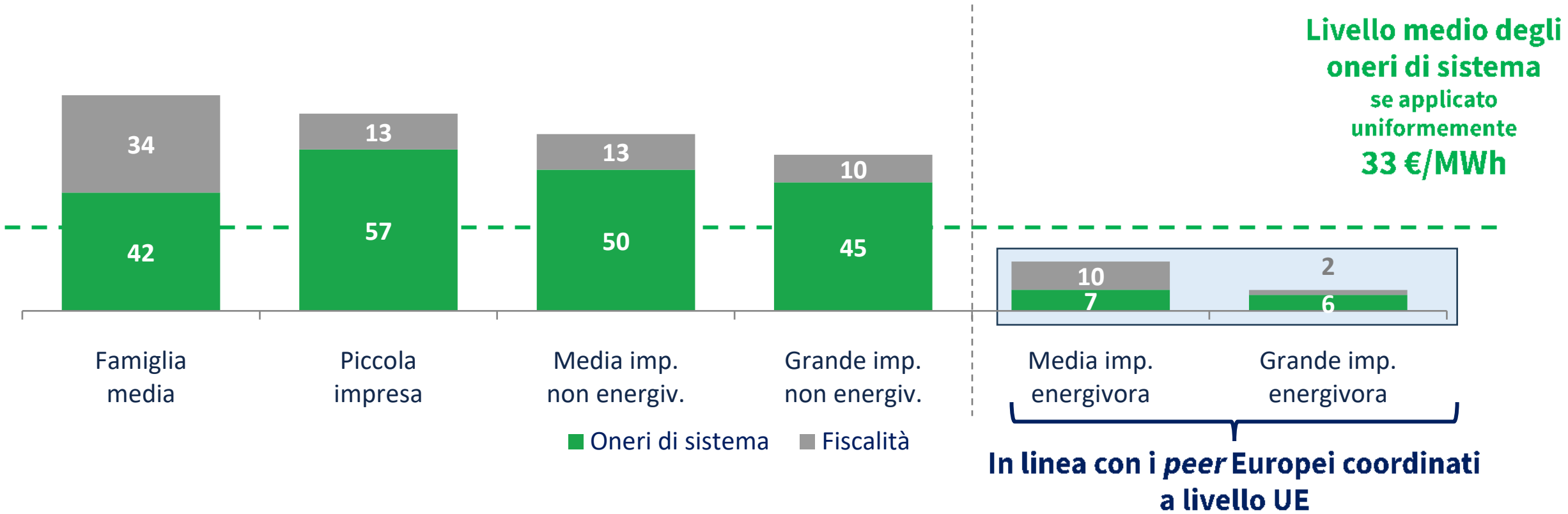
N.B.: Per la Francia, la remunerazione per i servizi «Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées» e «Dispositif d'interruptibilité» non è stata inclusa nella stima in quanto il numero limitato di beneficiari non restituirebbe un dato rappresentativo delle tipologie di utenze considerate. Per la Germania, per una platea molto limitata di imprese, la compensazione degli oneri indiretti ETS può arrivare complessivamente a circa 34 €/MWh, includendo la compensazione base e quella aggiuntiva prevista dal «super cap» per i costi ammissibili non già coperti. La componente EEG, fiscalizzata dal 2022 e applicata a tutti i clienti finali, non è considerata tra le agevolazioni selettive. La ricostruzione relativa alla Spagna sconta incertezza sul quadro regolamentare tali da non renderla pienamente comparabile. (*) Al netto dell'IVA.

Riduzione della spesa elettrica a fronte di **riduzioni, remunerazioni e agevolazioni**

Fonte: elaborazione TEHA group su fonti varie, 2026

Il carico unitario di oneri di sistema e fiscalità è particolarmente elevato per le piccole e medie imprese

Oneri di sistema e fiscalità in Italia, per categoria di consumo per le imprese
(€/MWh), 2025

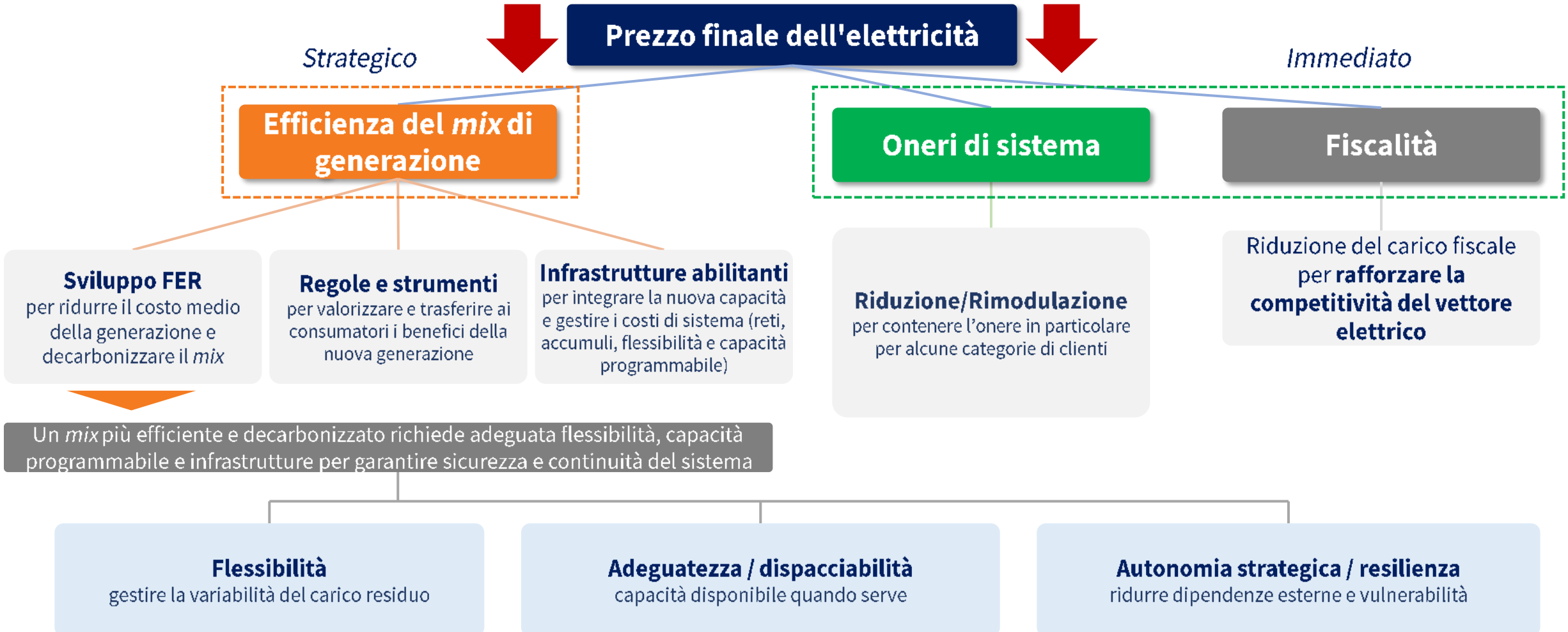


N.B.: Con riferimento alle imprese energivore, sono state selezionate imprese con consumi pari a 5 GWh/annui (medie imprese) e 50 GWh/annui (grandi imprese). Imprese con consumi maggiori presentano valori unitari di oneri di sistema e fiscalità ancora inferiori. L'IVA è considerata solo per la famiglia media.

Fonte: elaborazione TEHA group su fonti varie, 2026

TEHA

Ridurre il costo dell'elettricità richiede interventi strutturali e misure immediate



Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie 2026

Messaggio chiave 6

Per ridurre strutturalmente il costo dell'elettricità è necessario **incrementare la generazione nazionale efficiente**, in particolare quella da **fonti rinnovabili**, anche sfruttando pienamente il potenziale del ***repowering***

Il principale **collo di bottiglia in Italia** resta il **processo autorizzativo**: oltre **4.000 progetti**, per circa **150 GW**, sono ancora in ***iter* autorizzativo**

L'integrazione sicura delle rinnovabili nel sistema trasferisce il beneficio ma richiede **investimenti in reti elettriche moderne, resilienti e digitalizzate**, sistemi di **accumulo**, **capacità programmabile *low-carbon* e flessibilità della domanda**

La formazione del prezzo elettrico segue il *System Marginal Price*, un meccanismo di mercato trasparente e comune alle altre *commodity*

Il ***System Marginal Price*** è un meccanismo in cui il prezzo viene fissato dall'offerta marginale necessaria a coprire la domanda, secondo un principio di mercato basato sull'**incontro tra domanda e offerta**, applicato in tutta Europa, analogo a quello con cui si formano i prezzi in **altri mercati delle *commodity***

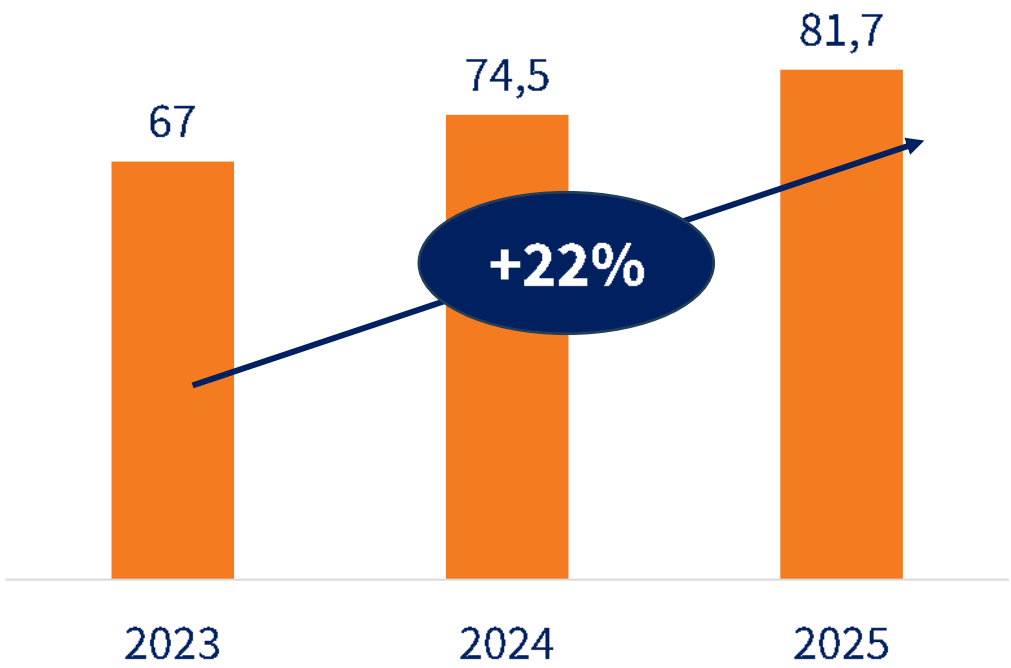
Quello che contraddistingue l'elettricità dalle altre *commodity* è l'elevato grado di trasparenza: aste ogni 15 minuti ed evidenza delle offerte di ogni singolo impianto/operatore

- L'energia viene acquistata **partendo dalle fonti a costo più basso** fino a **coprire tutta la domanda**
- **Quando la produzione FER non è sufficiente a coprire la domanda**, entrano in funzione gli impianti a **gas** (più costosi)
- Quando il gas è **l'ultima fonte** necessaria a coprire la domanda, il suo **costo determina il prezzo elettrico**

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

La crescita delle FER può ridurre strutturalmente il costo della generazione, a condizione di mantenere un sistema adeguato e sicuro

Installato FER in Italia (GW), 2023-2025



BENEFICI DELL'AUMENTO DELLE FER NEL SISTEMA

Maggiore efficienza produttiva, **riducendo** il ricorso agli **impianti più costosi**

Riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia, grazie all'immissione in mercato di **volumi a basso costo**

Diminuzione strutturale del costo medio di generazione, grazie alla crescita delle FER e di tecnologie a basso costo marginale, **all'interno di un *mix* produttivo efficiente** e supportato da **adeguate risorse di flessibilità** e **capacità programmabile *low-carbon***

Potenziale riduzione dei costi finali per famiglie e imprese, a condizione che la crescita delle FER sia **accompagnata da un sistema adeguato, flessibile e sicuro**

N.B.: Il grafico considera anche biomasse e geotermia.

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026

Tuttavia, i processi autorizzativi sono ancora lenti e complessi

Oltre **4.000 progetti** per una capacità complessiva di **150 GW** risultano attualmente in *iter* autorizzativo **di cui oltre 55 GW fermi a livello regionale**

La ***pipeline* italiana è già ampia e matura**: il nodo non è generare nuove iniziative, ma **trasformare progetti già avanzati in capacità installata e integrabile nel sistema**

In Italia il ***repowering*** degli **impianti solari ed eolici** esistenti potrebbe portare ad un incremento di capacità di **21 GW** (di cui **15 GW solari** e **6 GW eolici**) **senza consumo di suolo aggiuntivo**

In Italia, i tempi medi di autorizzazione degli impianti rinnovabili **superano ancora la soglia UE di 24 mesi** fissata dalla RED III

Il collo di bottiglia è amministrativo:

- Tecnologie disponibili
- Capitale e iniziativa imprenditoriale presenti
- **Capacità amministrativa insufficiente per chiudere l'*iter* finale**

Messaggio chiave 7

Affinché **famiglie e imprese possano beneficiare stabilmente del minor costo** della nuova produzione rinnovabile sono necessari **contratti di lungo termine**

Gli strumenti per il «**disaccoppiamento**» **per i clienti finali già esistono**: **Contratti alle Differenze** regolati (come FER X e FER Z) e **PPA**, consentono di **stabilizzare il prezzo** e di **trasferire in bolletta il minor costo della nuova generazione FER**, riducendo l'esposizione alla volatilità dei prezzi all'ingrosso e migliorando la bancabilità dei progetti FER

Per le imprese italiane, incluse le PMI, **i PPA sono già oggi una possibile leva di competitività**

Invece, eventuali interventi di disaccoppiamento nel mercato all'ingrosso possono generare **distorsioni visto che il mercato è integrato a livello europeo**

Gli strumenti per il «disaccoppiamento» già esistono e consentono di trasferire ai consumatori il minor costo delle nuove FER

I contratti di lungo termine favoriscono **l'incontro tra esigenze di produttori** (**ricavi stabili e bancabilità investimenti**) e dei **consumatori** (**prezzi più contenuti e stabili**)

Disaccoppiamento tramite contratti di lungo termine

- Il mercato elettrico all'ingrosso continua a formare il prezzo normalmente
- Una quota crescente della nuova energia rinnovabile viene venduta attraverso **PPA e CfD regolati**, come FER X e il nuovo meccanismo FER Z, a condizioni più stabili e competitive rispetto al prezzo marginale del mercato
- Il prezzo finale pagato dal consumatore diventa un ***mix* tra energia acquistata sul mercato *spot*** e **nuova energia FER acquistata con contratti pluriennali**, riducendo l'esposizione alla volatilità

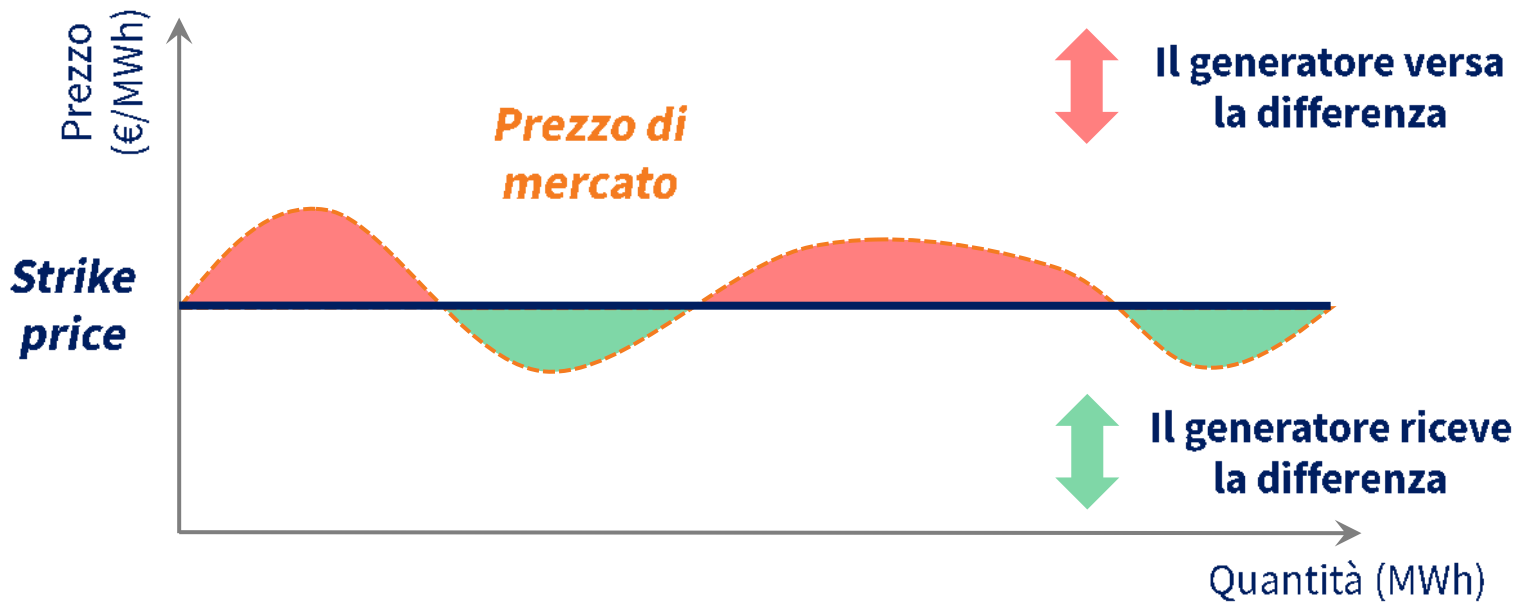
Disaccoppiamento nel mercato all'ingrosso

- Non è realizzabile perché il mercato dell'elettricità all'ingrosso è **interconnesso e integrato a livello europeo**
- Chi ha tentato il disaccoppiamento (Spagna e Portogallo) ha ottenuto **risultati distorsivi**:
  - I sussidi alle centrali termiche hanno gravato sui consumatori
  - È aumentata la produzione a gas, il prezzo del gas e le emissioni di CO_2
  - Sono aumentate le esportazioni verso i paesi confinanti, che hanno tratto benefici a spese dei consumatori nazionali

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

I *CfD* a due vie tutelano produttori e compratori garantendo energia elettrica ad un prezzo fisso per un orizzonte temporale concordato

Funzionamento dei Contratti alle Differenze (CfD) a due vie (illustrativo)



- I ***CfD a due vie*** sono **contratti a termine** (es. **15 anni**) stipulati tra un **produttore di energia rinnovabile** e un **acquirente pubblico**, basati sulla differenza tra il **prezzo di mercato** e un **prezzo di esercizio (*strike price*)**
- Tutelano **entrambe le parti:** garantiscono al **produttore** un prezzo che renda l'**investimento remunerativo** e assicurano al **compratore** una **fornitura di energia a prezzo concordato**

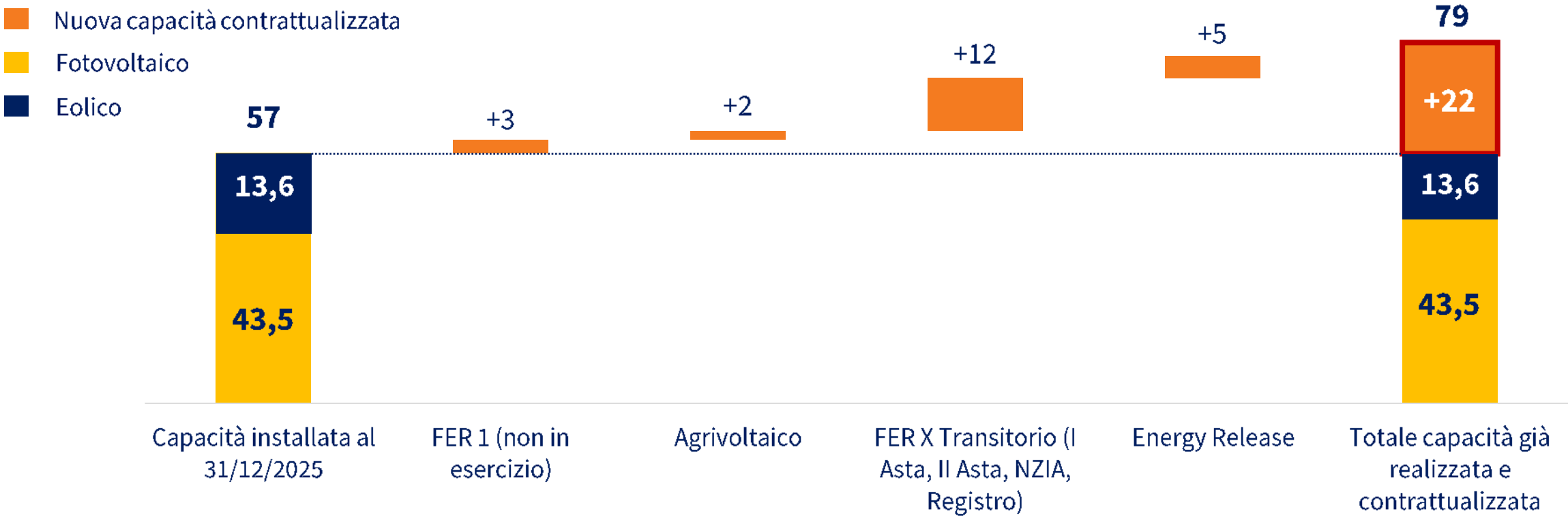
I ***CfD*** con il GSE costituiscono la **base** dei principali **meccanismi di supporto** degli ultimi anni

- Il **FER X** incentiva la **produzione** di singoli impianti da tecnologie rinnovabili mature (es. fotovoltaico, eolico *onshore*)
- Il futuro **FER Z** dovrà incentivare non solo la produzione ma anche il rispetto di **profili** di generazione più **allineati alla domanda**

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

Già ad oggi, oltre 22 GW di nuova capacità FER (eolica e fotovoltaica) sono contrattualizzati con *CfD* a due vie

Capacità FER di solare ed eolico esistente e già contrattualizzata (GW), 2025



Grazie ai meccanismi FER1, Agrivoltaico, FERX ed Energy Release, sono **già stati contrattualizzati oltre 22 GW** di nuova capacità FER, di cui **quasi 20 GW fotovoltaici**, che entreranno in esercizio **tra il 2026 e il 2030**

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026

I *PPA* tutelano produttori e consumatori, prevedendo diverse soluzioni contrattuali

- Un ***Power Purchase Agreement*** (*PPA*), come i *CfD*, è un **contratto bilaterale** tra un **produttore di energia** e un'***offtaker*** – ovvero un ***trader*** o un **cliente finale** – in base al quale l'acquirente si impegna ad **acquistare una quantità di energia** ad un **prezzo predefinito** per un **periodo di medio-lungo termine**

- A seconda dell'oggetto energetico contrattualizzato, ovvero un **prodotto fisico o finanziario**, si possono definire due diverse configurazioni di *PPA*:

PPA fisico

In un ***PPA* fisico**, il venditore e l'acquirente firmano un **accordo per cui quest'ultimo riceve fisicamente energia elettrica**; in questo caso i **flussi energetici ed economici sono accoppiati**. Esistono **tre diverse tipologie** di PPA fisici: ***on-site, off-site* e *sleeved***

PPA virtuale

In un ***PPA* virtuale** o **finanziario** in forma di *CfD*, il venditore e l'acquirente firmano un contratto che **non prevede la fornitura fisica** di energia elettrica all'acquirente che invece viene ceduta/prelevata dal mercato *spot*; in questo caso, si osserva un **disaccoppiamento dei flussi energetici ed economici**. Il *CfD* funziona come un **«correttore» di prezzi di mercato** riconciliandoli lato produzione/prelievo al prezzo contrattuale o *strike*

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

Messaggio chiave 8

La crescita delle rinnovabili e dei picchi di domanda rende indispensabile **combinare flessibilità e capacità programmabile**, con **accumuli e termoelettrico** chiamati a rispondere a **esigenze diverse e complementari**

Garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema richiede **strumenti distinti ma coordinati**, come il **MACSE** per gli accumuli e il **Capacity Market** per approvvigionare la capacità programmabile necessaria delle varie tecnologie di generazione, oltre a **certezza per gli investimenti idroelettrici**

L'***import*** può essere una **leva di flessibilità**, ma espone alla **dipendenza verso l'estero** e non può essere considerato pienamente disponibile nelle ore critiche

La sicurezza del sistema elettrico richiede di presidiare le dimensioni relative alle fonti, all'adeguatezza e all'autonomia strategica

La sicurezza dipende da **tre dimensioni interconnesse**: **risorse e infrastrutture**, **adeguatezza e autonomia strategica.** L'**adeguatezza** rappresenta il **punto in cui queste vulnerabilità si traducono nel rischio concreto di non avere energia e potenza disponibili quando e dove servono**

Risorse e infrastrutture	• **Rinnovabili**: autorizzazioni, accettabilità territoriale e connessioni possono rallentare lo sviluppo della capacità domestica • **Reti**: un sistema più diffuso e bidirezionale aumenta il fabbisogno di capacità, resilienza e digitalizzazione • **Idroelettrico e gas**: risorse strategiche per programmabilità e flessibilità, ma esposte rispettivamente a rischio climatico/idrologico e dipendenza dalle importazioni
Adeguatezza e funzionamento	• Più rinnovabili non programmabili aumentano la **variabilità del carico residuo**: il sistema deve gestire *surplus* e rendere energia disponibile quando e dove serve • La **crescita della domanda e dei picchi** aumenta il fabbisogno di **risorse flessibili e programmabili** (incluso il termoelettrico) • La capacità programmabile necessaria all'adeguatezza rischia di **non essere economicamente sostenibile** senza strumenti dedicati, mentre la dipendenza dall'*import* amplifica il rischio nelle ore critiche
Autonomia strategica	• L'elettrificazione **riduce la dipendenza strutturale dai combustibili fossili importati,** sostituendo flussi energetici da approvvigionare con continuità dall'estero con *stock* di tecnologie che producono o abilitano energia per molti anni • La sfida industriale e tecnologica è quella di costruire **filiere diversificate, resilienti e, per quanto possibile, europee e italiane**

Il sistema mostra già segnali di maggiore variabilità e la crescita della domanda aumenterà il fabbisogno di flessibilità e capacità programmabile

LO *STRESS* DEL SISTEMA È GIÀ VISIBILE

- La crescente penetrazione delle FER non programmabili **aumenta la variabilità del sistema**, rendendo più rilevante il **fabbisogno di flessibilità** per assorbire i *surplus* e valorizzare la produzione rinnovabile
- Il fenomeno è visibile anche sulle **reti**: su 3.595 sezioni analizzate, 1.354 registrano **inversioni di flusso** per almeno l'1% delle ore e 973 per almeno il 5%
- Il **margine di riserva è già da alcuni anni estremamente ridotto**, risultando appena sufficiente a garantire l'adeguatezza del sistema nelle condizioni più critiche.

LA PRESSIONE AUMENTERÀ CON LA CRESCITA DELLA DOMANDA E DEL PICCO

- La **domanda elettrica** è attesa crescere da **311 TWh nel 2025** a **362 TWh nel 2030** e **397 TWh nel 2035**, spinta da elettrificazione e nuovi carichi
- Il **picco di potenza** aumenterà da circa **58 GW nel 2026** a **61 GW nel 2030** e **71 GW nel 2035**, crescendo leggermente più dei consumi
- La combinazione di più FER e maggiore domanda amplia **l'escursione del carico residuo**: servono risorse capaci sia di assorbire i *surplus*, sia di fornire rapidamente potenza quando FER e domanda divergono

L'***import*** contribuisce alla **sicurezza del sistema**, ma la sua **disponibilità non può essere considerata pienamente garantita nelle ore di *stress***

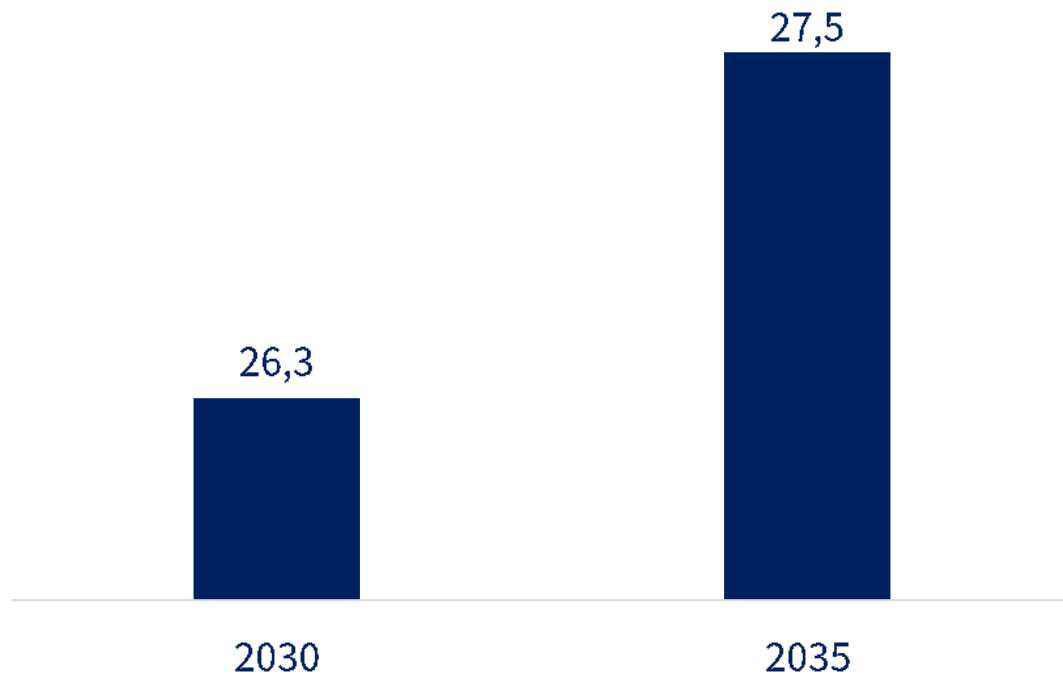
TEHA

Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Enea, Terna e ARERA, 2026

La capacità termoelettrica resta necessaria e richiede un adeguato dimensionamento dei meccanismi di capacità per rimanere in esercizio

- Dei **61,1 GW termoelettrici installati** (di cui **48,0 GW a gas**), circa **3,5 GW risultano già indisponibili per fuori servizio di lungo periodo o limitazioni operative**
- Terna stima al 2030 un parco massimo disponibile di circa **54 GW**
- Senza un adeguato accesso ai meccanismi di capacità, **26,3 GW al 2030 e 27,5 GW al 2035 non coprirebbero i costi fissi per il mantenimento in efficienza**, rischiando di uscire dal mercato
- La loro uscita porterebbe il LOLE* a livelli non sicuri pari a circa **155 ore/anno nel 2030** e **208 nel 2035**, contro uno ***standard* europeo di 3 ore/anno, con conseguenti ulteriori costi per il sistema**

Stima della capacità termoelettrica che non sarà in grado di coprire i costi fissi (GW), 2030 e 2035



(*) LOLE= Loss of Load Expectation. Numero di ore attese in cui le risorse sono insufficienti per coprire la domanda, mediato su tutti gli anni su base probabilistica.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Enea e Terna, 2026

La sicurezza del sistema richiede 3 capacità complementari: flessibilità, dispacciabilità e resilienza strategica

	FLESSIBILITÀ **Assorbire e spostare nel tempo la produzione rinnovabile**	**DISPACCIABILITÀ** **Garantire potenza quando FER e accumuli non bastano**	**RESILIENZA STRATEGICA** **Assicurare continuità e sicurezza dell'elettricità**
Evidenza	• Gli **accumuli** cresceranno da **18 GWh nel 2025** a **71,5 GWh nel 2030** e **166,5 GWh nel 2040** • Le **nuove BESS** raggiungono durate anche di **4-6 ore**, aumentando la capacità di *time-shifting* • Per **eventi di scarsità prolungata** (**>8 ore**), restano necessari **pompaggi e risorse programmabili**	• Con più FER non programmabili servono **risorse in grado di produrre anche nei periodi di bassa generazione FER** • **BESS e termoelettrico sono complementari**: le prime gestiscono prevalentemente la flessibilità infragiornaliera, il secondo la scarsità prolungata • La flessibilizzazione della **cogenerazione** può aumentare la **capacità programmabile** disponibile per il sistema • **L'idroelettrico** rafforza la **capacità programmabile e l'autonomia strategica**	• **Reti di distribuzione** abilitano la transizione elettrica, integrando una quota crescente di rinnovabili e favorendo l'elettrificazione dei consumi • **Reti di trasmissione e interconnessioni** rafforzano la sicurezza, ma l'***import* non è garantito nelle ore critiche** • **L'idroelettrico rappresenta un punto di forza**, grazie a una filiera industriale italiana/europea consolidata • Favorire filiere tecnologiche locali, dove possibile italiane ed europee, e la diversificazione
Cosa serve al sistema	Integrare BESS, pompaggi, accumuli di lunga durata e *Demand Response*	Garantire capacità programmabile sufficiente attraverso termoelettrico e idroelettrico	Rafforzare reti e capacità produttiva europea

TEHA

Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti varie, 2026

Le tre esigenze di sicurezza si traducono in cinque direttrici di intervento, distinte ma coordinate

MACSE	• Definire un **calendario pluriennale coerente con il fabbisogno** di 42 GWh di BESS *utility-scale* al 2030 • Prevedere **strumenti dedicati a pompaggi e accumuli di lunga durata**, con contratti coerenti con la vita utile degli investimenti • Mantenere MACSE e Capacity Market **distinti e complementari**
Capacity Market	• **Prolungare e rinotificare il meccanismo**, garantendo **visibilità almeno fino al 2032** e avviando per tempo il disegno oltre il 2032 • Definire un **calendario pluriennale delle aste** e **aggiornare i parametri economici** ai costi effettivi della capacità • Rendere **stabili e trasparenti i coefficienti di *derating***, valorizzando il contributo effettivo delle diverse tecnologie
Idroelettrico	• Garantire **certezza e visibilità di lungo periodo per gli investimenti** attraverso la "Quarta Via" • Favorire ***repowering* e ammodernamento**, valorizzando l'idroelettrico come risorsa domestica e programmabile • Rafforzare la **resilienza climatica e la gestione degli invasi**
***Demand Response* ed efficienza energetica**	• Ampliare la partecipazione della domanda ai **mercati della flessibilità** • Promuovere **gestione intelligente ed efficienza dei consumi** per ridurre picchi e congestioni • **Rafforzare il monitoraggio di nuovi carichi e autoconsumi** per migliorare previsione e pianificazione
Autonomia e resilienza	• **Investire per reti di distribuzione** in grado di accogliere quote crescenti di rinnovabili e abilitare la transizione elettrica. **Reti di trasmissione e interconnessioni** rafforzano la sicurezza • **Rafforzare filiere produttive europee, innovazione tecnologica europea** e **sicurezza *cyber*** sulle tecnologie e componenti strategiche

Messaggio chiave 9

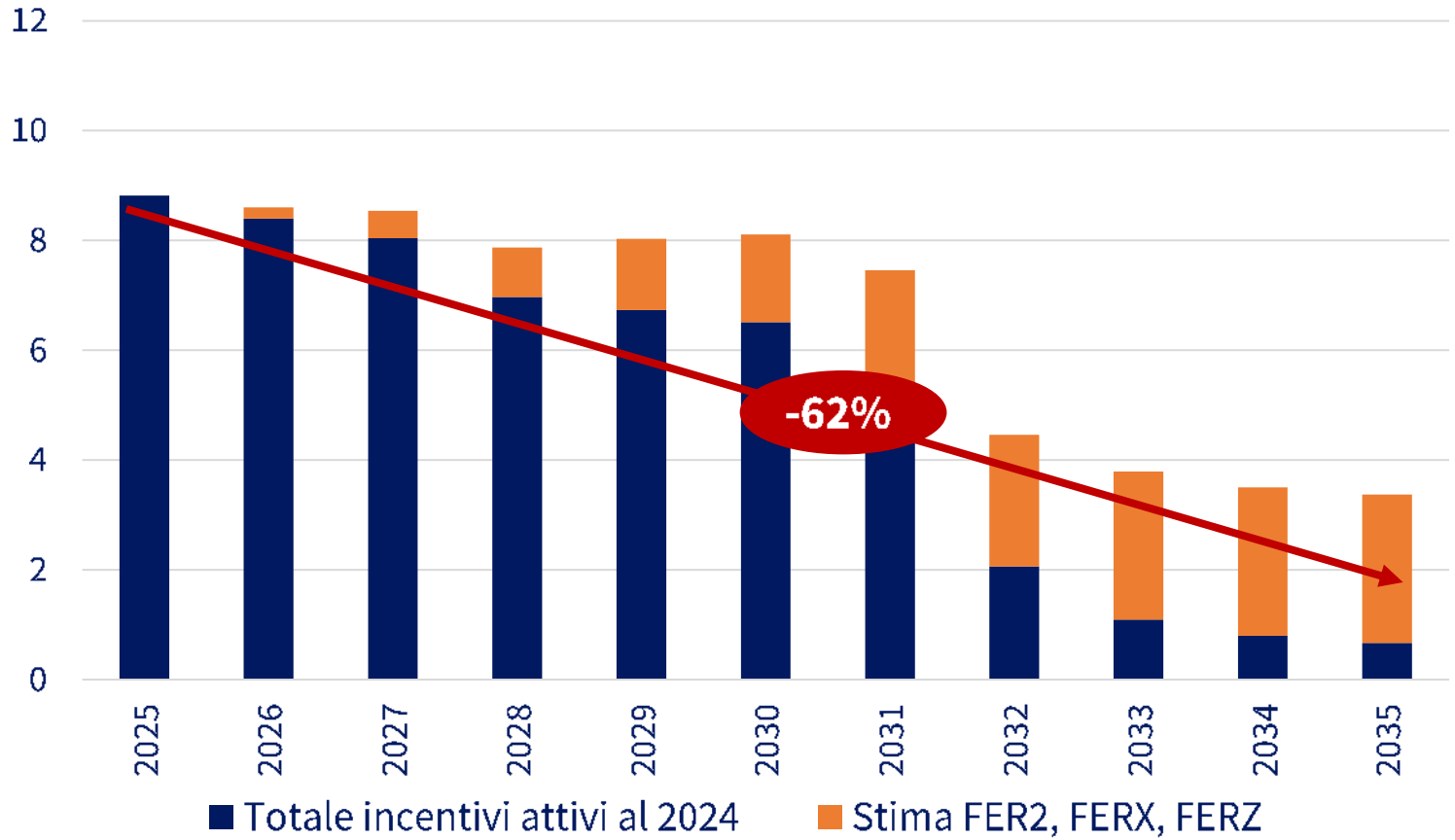
Oltre alle misure relative alla componente energia, per assicurare maggiore competitività delle bollette è possibile **agire su oneri di sistema e tassazione**

Nel breve termine, occorre **valutare modalità alternative di allocazione degli oneri A_{SOS}**, anche attraverso forme di **parziale finanziarizzazione**, evitando che la loro applicazione gravi di più su alcune categorie di consumatori come le PMI

Sul fronte della fiscalità, occorre valutare una **rimodulazione delle aliquote coerente con gli obiettivi di elettrificazione e decarbonizzazione**

Considerando anche i nuovi meccanismi FER2, FERX, FERZ, gli incentivi complessivi sono attesi in riduzione del 62% entro il 2035 rispetto al 2025

Scenario evolutivo dell'onere di incentivazione relativo ai meccanismi esistenti* (miliardi di Euro), 2024



- Il progressivo **esaurimento dei Conti Energia** libererà risorse in modo particolarmente **rapido dopo il 2030**, aprendo uno **spazio strutturale per alleggerire la bolletta**
- Risulta quindi possibile **trasferire il beneficio** di questa riduzione alle **fasce di consumo** oggi maggiormente **gravate dagli oneri di sistema**, ad esempio le PMI

(*) Nella simulazione GSE è definito un prezzo MGP progressivamente decrescente da 100 Euro/MWh nel 2024 a 70 Euro/MWh al 2030 e poi costante oltre il 2030.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GSE, 2026

Diversi tipi di intervento sulla componente A_{SOS} e sulla fiscalità possono garantire maggiore competitività alla bolletta

ONERI DI SISTEMA

Opzioni di intervento finalizzate a garantire **maggiore competitività** alla bolletta elettrica già nell'immediato per le categorie maggiormente esposte (**PMI**), **senza compromettere i settori a rischio di delocalizzazione**

Fiscalizzazione degli A_{SOS} mediante **trasferimento alla fiscalità generale**

Ridurrebbe immediatamente la bolletta, ma trasferirebbe **l'onere sulla fiscalità generale** e potrebbe **aumentare il rischio** percepito degli incentivi a FER e accumuli

Finanziarizzazione degli A_{SOS} esistenti attraverso una **rimodulazione temporale**

Distribuirebbe gli oneri esistenti su un orizzonte più lungo, riducendo il peso immediato in bolletta, senza trasferirlo sulla fiscalità generale né modificare il sistema di incentivi

Riduzione selettiva del fabbisogno annuo A_{SOS} mediante il **graduale *phaseout* di alcune voci**

Ridurrebbe progressivamente il fabbisogno A_{SOS} attraverso la **graduale uscita di alcuni regimi incentivanti**, con **benefici** sulla bolletta **più contenuti e distribuiti nel tempo**

FISCALITÀ

Possibile revisione della fiscalità sull'energia elettrica

La fiscalità grava direttamente sulla spesa elettrica attraverso l'applicazione delle accise sull'energia elettrica e dell'IVA, **incidendo in misura variabile** a seconda della **categoria di utenza** e delle **scelte** operate dai singoli **Stati membri**

Rimodulazione fiscalità sull'elettricità per

- ridurre il carico fiscale sulla bolletta
- non penalizzare i consumi elettrici rispetto ad altri vettori energetici

Messaggio chiave 10

Il settore elettrico può mobilitare **investimenti aggiuntivi fino a 200 miliardi di Euro su 10 anni** per perseguire gli obiettivi di competitività e sicurezza del sistema e abilitare la crescita

Questi investimenti possono portare a **risparmi nel sistema elettrico fino a circa 20 miliardi di Euro annui a regime**, e generare impatti sul sistema Paese di **oltre 120 miliardi di PIL, 300 miliardi di valore della produzione e** fino a **166.000 occupati/anno**

La realizzazione degli investimenti e dei relativi benefici richiede **condizioni abilitanti coerenti e durature**: stabilità normativa e regolatoria, effettiva crescita della domanda elettrica, processi autorizzativi rapidi e prevedibili, consenso nei territori e collaborazione proattiva tra tutti gli attori coinvolti

Per un sistema più competitivo e sicuro servono €15-20 mld di investimenti nei prossimi 10 anni, coerenti con le traiettorie di elettrificazione e sviluppo FER

Investimenti annui stimati per attivare le leve strategiche (miliardi di Euro), 2026-2035

- Generazione rinnovabile
- Rete di trasmissione e distribuzione
- Flessibilità e adeguatezza

INVESTIMENTI UTILI PER…

…trasformare il *mix* elettrico con un *mix* efficiente e decarbonizzato
Un *mix* con più FER, idroelettrico e capacità *low-carbon* programmabile riduce l'esposizione al gas e aumenta la generazione domestica

…portare l'energia a basso costo dove serve
Reti più capaci, resilienti e digitali sono essenziali per integrare le FER e sostenere l'elettrificazione, insieme ad accumuli e gestione della domanda

…garantire la tenuta del sistema nella transizione
Più FER richiedono flessibilità e capacità disponibile nelle ore critiche: accumuli, termoelettrico flessibile e idroelettrico programmabile garantiscono continuità e limitano volatilità e rischio

La realizzazione degli investimenti addizionali richiede **condizioni abilitanti coerenti e durature**: stabilità normativa e regolatoria, effettivo sviluppo della domanda elettrica, processi autorizzativi rapidi e prevedibili, consenso nei territori e collaborazione proattiva tra tutti gli attori coinvolti

N.B.: il piano comprende i soli investimenti in esercizio nel decennio (escluse le tecnologie in preparazione, come il nucleare) ed esclude gli investimenti dal lato della domanda

Fonte: elaborazione TEHA Group su analisi Elettricità Futura su dati Terna-SNAM e Open Economics, 2026

Gli investimenti addizionali porterebbero un risparmio strutturale fino a circa 20 mld€/anno e un minor costo della volatilità

COMPETITIVITÀ

- **Riduzione strutturale del costo dell'elettricità**, grazie allo sviluppo delle rinnovabili, reti e capacità flessibile
- **PPA e CfD consentono di trasferire ai consumatori il minor costo dell'energia rinnovabile**, estendendo il beneficio a una platea più ampia
- **Maggiore competitività del sistema produttivo**: grazie a prezzi dell'elettricità più allineati ai *peer* europei

Gli investimenti nel sistema elettrico nei prossimi 10 anni possono portare a **risparmi fino a circa 20 mld€ annui a regime**

SICUREZZA

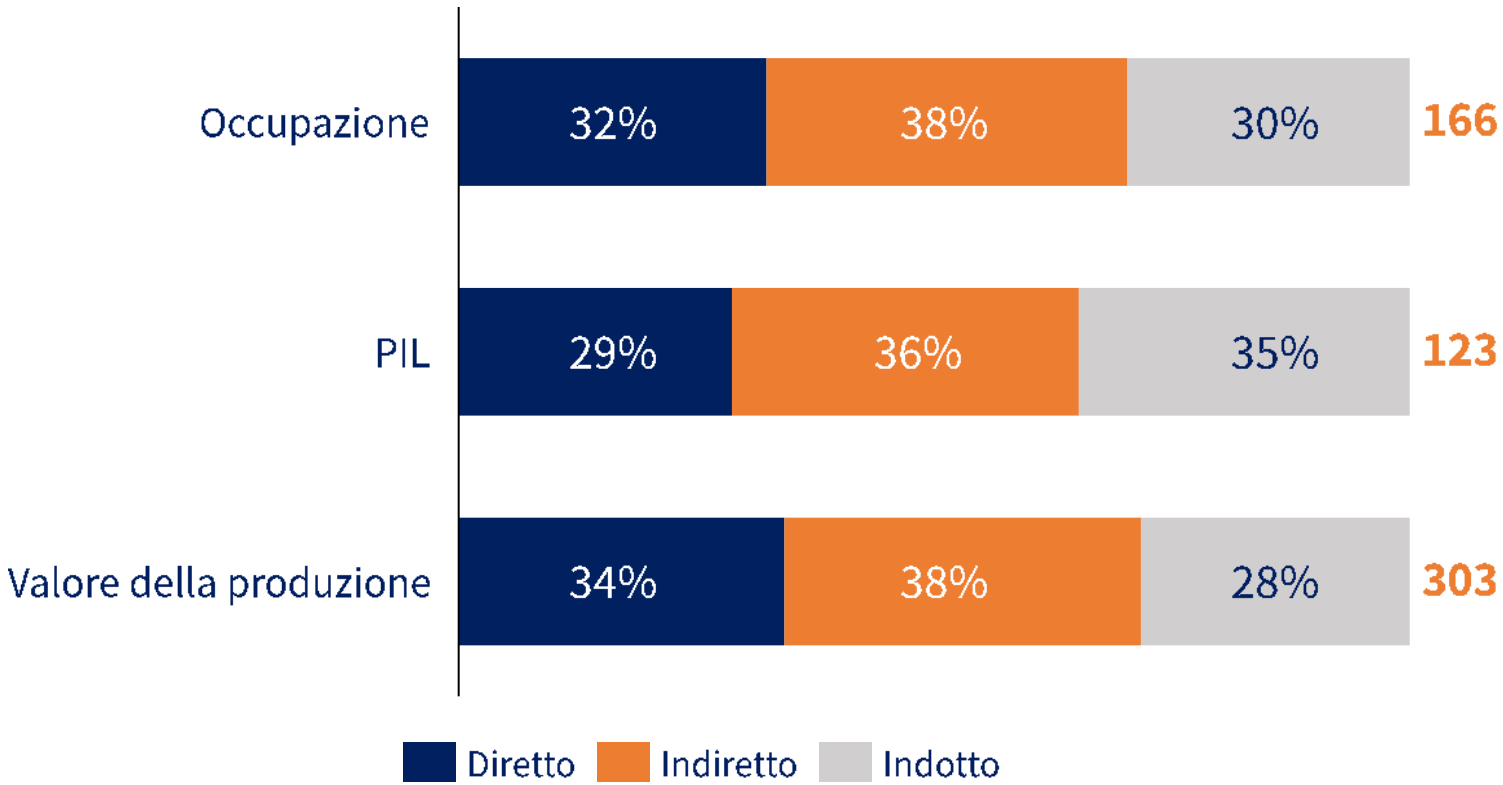
- **Minore esposizione agli *shock* energetici** grazie a un *mix* di generazione più diversificato e meno dipendente dai combustibili fossili
- **Maggiore sicurezza di fornitura:** l'elettrificazione, grazie ai risparmi di efficienza, riduce le importazioni di combustibili fossili e rafforza la resilienza del sistema
- **Autonomia strategica**, con riduzione della dipendenza dall'estero e alle tensione geopolitiche

L'evoluzione del sistema consentirà di **ridurre l'esposizione agli *shock* di volatilità del prezzo del gas** e di **costi evitati dei disservizi** da energia non fornita, stimati in circa **5-6 mld€ annui**

N.B: Stima del risparmio derivante dagli investimenti effettuato a parità di fattori produttivi principali, tra cui combustibili fossili e CO_2 del sistema 2025. Stima dell'esposizione è calcolata come variabilità degli ultimi anni della componente energia della "bolletta" elettrica Italia. È escluso dalla stima il picco del 2022, che porterebbe a una stima del beneficio di un ordine di grandezza superiore.

L’impatto positivo sul sistema Paese sarebbe sistemico e ammonterebbe a circa 120 miliardi di Euro di PIL e fino a 166 mila occupati all’anno

Potenziale cumulato di impatto diretto, indiretto e indotto al 2035 degli investimenti (Migliaia *Full Time Equivalent*, miliardi di Euro), 2026-2035



Considerando anche la spesa ulteriore necessaria per conseguire gli obiettivi di sistema al 2035 legati all’elettrificazione della domanda (e.g. EV, pompe di calore) gli impatti ammonterebbero fino a **280 mila FTE attivate medie annue; 207 miliardi di Euro di PIL; 511 miliardi di Euro di valore della produzione**

N.B.: PIL e valore della produzione sono valori cumulati relativi alla spesa addizionale simulata per il livello di investimenti nel *supply* elettrico (generazione, reti, accumuli) per il conseguimento degli obiettivi. L'occupazione è una media annua, non un totale cumulato di posti di lavoro.

Fonte: elaborazione TEHA Group su analisi OpenEconomics ed Elettricità Futura, modello SAM nazionale ISTAT 2022 (63 branche di attività), 2026

Il piano di investimenti e il relativo potenziale sono possibili con un quadro di regole, strumenti e misure stabile ed efficace

***Iter* autorizzativi**	**Contratti di lungo termine**	**Strumenti di adeguatezza e sicurezza**	**Oneri A_{sos} e fiscalità**	**Infrastrutture elettriche**
Rendere effettive le semplificazioni normative del Testo Unico Rinnovabili, intervenendo sui **colli di bottiglia** amministrativi e rafforzando il **coordinamento tra Stato e Regioni**	**Portare a regime il FER-X, approvare il meccanismo FER-Z,** sviluppare la **piattaforma nazionale per i PPA** per aumentarne la bancabilità e l'accesso anche a PMI e clienti aggregati	Dare piena operatività e certezza regolatoria a **MACSE** e **Capacity Market**, assicurando la preservazione e il **rinnovo della capacità programmabile** necessaria all'adeguatezza del sistema per il 2032 e oltre	Valutare la rimodulazione degli **oneri A_{sos} anche finanziariamente** **Ridurre il carico fiscale sulla bolletta** attraverso una revisione della fiscalità sull'energia elettrica	Investire in **reti di distribuzione e trasmissione** in grado di accogliere quote crescenti di rinnovabili e abilitare la transizione elettrica

Investire nel sistema elettrico significa liberare valore per il Paese:

- **Il settore elettrico è il 1° settore industriale per investimenti e il 2° per valore della produzione.** La filiera elettrica allargata rappresenta **circa il 4,4% del PIL italiano** considerando anche l'indotto, e sostiene circa **570.000 occupati**
- Il settore elettrico è pronto a mobilitare **investimenti aggiuntivi fino a 200 miliardi di Euro su 10 anni** per perseguire gli obiettivi di competitività e sicurezza del sistema e abilitare la crescita
- Il beneficio è diretto per famiglie e imprese: **bollette più stabili, maggiore sicurezza di fornitura e minore esposizione a *shock* geopolitici e di prezzo**
- Si stimano **risparmi nel sistema elettrico fino a circa 20 miliardi di Euro annui a regime**, e generare impatti sul sistema Paese di **oltre 120 miliardi di PIL, 300 miliardi di valore della produzione e** fino a **166.000 occupati/anno.** L'elettricità diventerà sempre più un motore dello sviluppo e dell'economia
- La realizzazione degli investimenti richiede **condizioni abilitanti coerenti e durature**: stabilità normativa e regolatoria, effettiva crescita della domanda elettrica, processi autorizzativi rapidi e prevedibili, consenso nei territori e collaborazione proattiva tra tutti gli attori coinvolti

*La Commissione Europea offre all'Italia una ulteriore **flessibilità di bilancio** pari a **circa 14 miliardi di Euro nel triennio 2026-2028**, un'opportunità da tradurre in **una ulteriore spinta per l'accelerazione concreta degli investimenti nel settore elettrico***