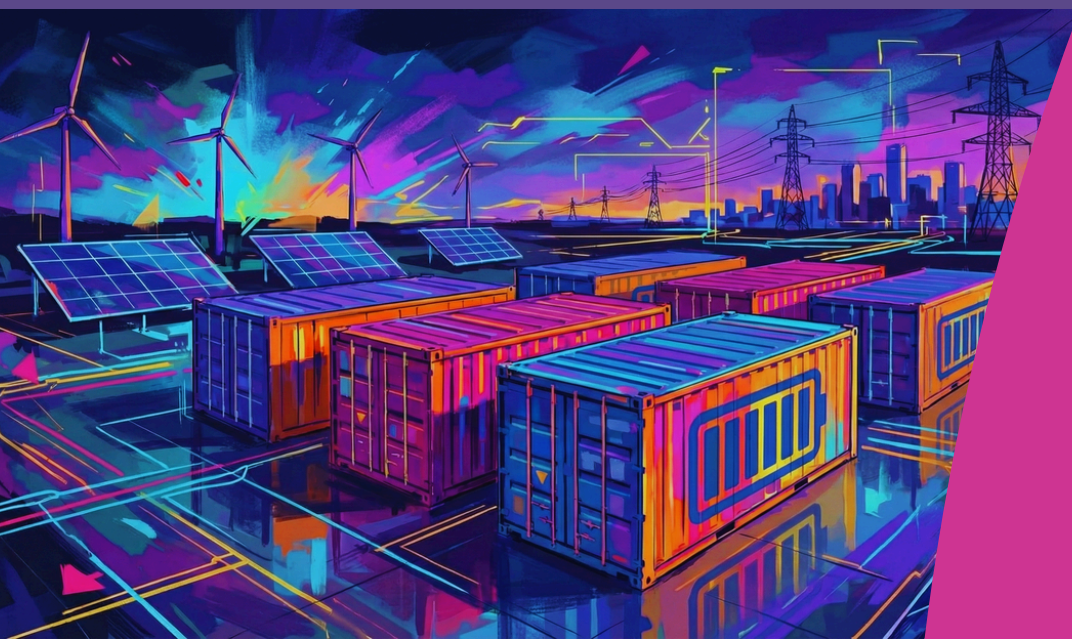


Report Offerte

Analisi mensile delle offerte gas e power

Dicembre 2025

- › UE: entro il 2027 stop totale a tubi e GNL russi
- › Stoccaggi EU al 72%, afflussi record di GNL
- › ARERA: nuovo Collegio, ora il quorum in Aula
- › **FOCUS: il valore nascosto di MTU 15' e BESS**



A cura di **Enelab**
Info report@enelab.it
Web enelab.it/report

Ai lettori

Il Report Offerte nasce da un'idea maturata nel tempo e realizzata grazie a determinazione, rigore e un impegno costante nello studio dei dati e nell'analisi della materia. L'obiettivo, fin dal primo giorno, è stato lo stesso: offrire ai lettori il miglior risultato possibile.

Oggi celebriamo il primo anno di pubblicazioni fermandoci un momento a guardare ai piccoli e grandi traguardi raggiunti e soprattutto a ringraziare chi ci ha seguito con attenzione: commenti, suggerimenti, parole di apprezzamento – o anche solo una lettura silenziosa – hanno dato valore al nostro lavoro.

Un ringraziamento speciale va a tutti coloro che hanno contribuito alla crescita e alla qualità della pubblicazione, condividendo competenze ed esperienze e rendendola sempre più ricca e partecipata.

Da parte mia e di tutto il team Enelab, l'augurio più sincero di un Sereno Natale e di un 2026 ricco di soddisfazioni.

Luigi Pavan
Presidente Enelab



Report offerte GAS e POWER

Indagine condotta sulle offerte pubblicate sul Portale Offerte

DISCLAIMER E CONDIZIONI DI UTILIZZO

La raccolta, l'elaborazione e la redazione dei dati e delle informazioni contenute nel presente report sono state effettuate con la massima cura e diligenza professionale rielaborando gli open data del Portale Offerte. La presenza di eventuali inesattezze, errori od omissioni involontarie, anche derivanti da modifiche intervenute successivamente alla data di estrazione dei dati, non possono comportare specifiche responsabilità di Enelab Srl. Il contenuto di questo report viene fornito esclusivamente a scopo informativo e non costituisce in alcun modo consulenza professionale. I mercati energetici sono soggetti a continue variazioni e le informazioni contenute nel presente documento potrebbero non essere aggiornate in tempo reale. Si invita pertanto il lettore a verificare autonomamente l'accuratezza, la completezza e l'attualità delle informazioni utilizzate, nonché ad effettuare le opportune valutazioni in relazione alle proprie esigenze specifiche. Enelab Srl non è responsabile per le decisioni prese in base alle informazioni contenute nel report o per eventuali danni, diretti o indiretti, derivanti dall'utilizzo di tali informazioni. La pubblicazione in formato digitale è registrata con ISSN 3035-3386 e distribuita con Licenza Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale: ciò significa che è possibile copiarla, distribuirla e comunicarla al pubblico, anche per scopi commerciali, a condizione di attribuire la paternità dell'opera e di indicare se sono state apportate modifiche, come previsto dalla licenza di tipo CC-BY.

La sintesi del mese

NOVEMBRE 2025: SCENARI, REGOLAZIONE E MERCATI

A cura della redazione



IL CONTESTO ● La ricerca della **#indipendenza** energetica, nata come obiettivo ambientale orientato a ridurre l'uso di fonti fossili, ha cambiato natura diventando una priorità di sicurezza nazionale in un contesto geopolitico sempre più instabile. La **#guerra** russo-ucraina ha accelerato questa trasformazione, ma le scelte politiche adottate non hanno eliminato le dipendenze: le hanno sostituite, confidando che i costi economici e politici sarebbero stati temporanei e che la pressione esercitata avrebbe prodotto effetti significativi sulla controparte russa. Effetti che, almeno finora, non si sono manifestati nella misura attesa. In ogni caso, la riduzione strutturale del rischio richiederà una **#diversificazione** più ampia possibile dei fornitori, così da bilanciare sicurezza, volatilità e costi senza ricadere in nuove fragilità sistemiche. Nonostante i progressi nella riduzione dei volumi importati, il **#paradosso** europeo emerge con chiarezza nei dati di fine 2025. Secondo Energia Oltre, la spesa per il gas russo è diminuita in modo significativo a settembre – complice il calo degli acquisti di GNL – ma il valore complessivo delle importazioni di gas (gasdotti + GNL) da gennaio a settembre risulta comunque in aumento dell'1,6% rispetto al 2024, raggiungendo 10,6 miliardi di euro. L'EU, pur riducendo i flussi, non ha reciso il legame economico ma la transizione sembra ora puntare al traguardo: il Parlamento Europeo ha approvato, infatti, il **#divieto** totale di importazioni di gas e GNL russi dal 2026, con un'uscita completa dal mercato russo prevista entro il 2027. Nel frattempo, la nuova geografia dei **#fornitori** è ormai delineata: gli **#USA** si sono consolidati come primo esportatore verso l'UE grazie al GNL (quota del 29,5%), seguiti dall'Algeria, mentre la quota russa continua a ridursi. La minaccia strutturale per Mosca non arriva solo dall'EU ma dalla progressiva erosione della domanda globale, in un quadro in cui pesano anche le

potenziali **#sanzioni** secondarie statunitensi, un deterrente che può influenzare la scelta di molti acquirenti pur senza bloccare completamente le vendite verso nuovi partner. In Asia la situazione è eterogenea. Il **#Giappone**, pur mantenendo gli approvvigionamenti da Sakhalin-2, dispone di alternative solide e diverse utility stanno valutando l'aumento degli acquisti di GNL statunitense, segnalando una tendenza ad allinearsi a fornitori percepiti come più stabili nel lungo periodo. L'**#India**, invece, mantiene un approccio più opportunistico: continua a valutare positivamente i carichi russi scontati, purché ciò non comprometta l'accesso al sistema finanziario globale basato sul dollaro. La **#Cina**, infine, sta procedendo con investimenti massicci nell'elettrificazione e in tecnologie low-carbon, elementi che potrebbero ridurre nel tempo la sua domanda di gas. Parallelamente, Pechino sta rafforzando il proprio ruolo nei minerali critici, diventando un attore determinante per l'intera transizione energetica globale.

SABOTAGGIO NORD STREAM ● La Corte di Cassazione ha chiuso il capitolo italiano dell'inchiesta sul sabotaggio dei gasdotti Nord Stream, autorizzando l'**#estradizione** in Germania di Serhii Kuznietsov, cittadino ucraino di 49 anni arrestato ad agosto nel Riminese. Le autorità tedesche lo ritengono coinvolto nell'attentato del 2022 e lo prenderanno in carico per il processo nel merito. L'indagine internazionale – condotta soprattutto da Germania, Svezia e Danimarca – ha visto un progressivo spostamento dalle iniziali accuse rivolte alla Russia alla possibile **#responsabilità** di un gruppo filoucraino operante dallo yacht Andromeda. La Germania è il Paese che più sta perseguendo questa pista, rendendo l'estradizione particolarmente significativa. A rendere il quadro più sensibile contribuiscono indiscrezioni giornalistiche che suggeriscono un

possibile coinvolgimento di figure di alto livello dell'apparato ucraino, oltre alle divergenze europee: la Polonia, ad esempio, ha negato l'estradizione di un altro sospettato ucraino in un caso collegato. La difesa di Kuznietsov, pur delusa dalla decisione italiana, confida che in Germania sia possibile ottenere accesso pieno agli atti, elemento ritenuto essenziale per la propria strategia processuale. L'esito del procedimento tedesco avrà un peso rilevante non solo sull'individuazione dei responsabili, ma anche sulle relazioni tra Occidente, Kiev e Mosca, confermando la dimensione geopolitica del caso.

STOCCAGGI E PREZZI ● I dati di Gas Infrastructure Europe (#GIE) mostrano che la forte ondata di freddo di metà novembre ha accelerato i consumi europei e imposto un ricorso più intenso alle riserve. Gli #stoccaggi dell'UE sono scesi al 72% (riquadro B3), un livello nettamente inferiore rispetto alle settimane precedenti e ben lontano dal traguardo del 90% fissato per l'inizio dell'inverno. L'Italia si conferma più resiliente della media, mantenendo un riempimento dell'83%, pur in presenza di un calo anche sul fronte nazionale. A mitigare la pressione sulle scorte contribuisce un afflusso eccezionale di #GNL, che ha spinto le importazioni europee su valori mai registrati prima. Tale disponibilità ha rafforzato la fiducia degli operatori, tanto che, nonostante il declino dei volumi in stoccaggio, i prezzi all'ingrosso continuano a raffreddarsi. Il #TTF di Amsterdam è sceso a 27,8 €/MWh, sotto la soglia psicologica dei 30 euro, in linea con una dinamica che riporta le quotazioni su livelli prossimi al periodo pre-crisi del 2021. Questa fase di stabilità convive però con il già citato "paradosso russo". Secondo i dati #ENTSOG, mentre l'Europa utilizza le riserve e diversifica via GNL, la #Russia consolida l'export residuo verso il continente. Nei primi undici mesi del 2025 i flussi tramite TurkStream sono aumentati del 7,8% raggiungendo 16,3 miliardi di m³, con una saturazione del 96% a novembre. Il gasdotto resta l'unica direttrice operativa per il Sud-Est europeo dopo la fine del transito attraverso l'Ucraina. Nel 2024 l'export via tubo verso l'Europa ha toccato i 32,1 miliardi di m³ (+14%), con l'Ungheria come principale acquirente. In Italia, il prezzo sul mercato #PSV è sceso a 0,343 €/Smc a novembre, pari a un calo del 35% da inizio anno. La riduzione è favorita anche dalla domanda industriale ancora debole e dalla maggiore produzione elettrica da rinnovabili, che riducono il fabbisogno di gas per il settore power. Il quadro complessivo suggerisce un mercato stabilizzato ma non privo di rischi: l'equilibrio rimane infatti dipendente dall'andamento climatico e da eventuali shock geopolitici sulle rotte globali del GNL, elementi capaci di influenzare rapidamente prezzi e disponibilità.

NOMINE ARERA ● Il Consiglio dei Ministri ha posto fine al prolungato stallo sul rinnovo del Collegio ARERA, designando la nuova squadra che succederà all'Autorità presieduta da Stefano #Besseghini. Dopo mesi segnati da rinvii e frizioni politiche, l'Esecutivo ha indicato Nicola Dell'Acqua come Presidente, affiancato da Francesca Salvemini, Lorena De Marco e Livio De Santoli quali componenti del Collegio. La scelta del Governo sembra aver sciolto le tensioni interne emerse nelle ultime settimane, in un contesto nel quale non erano mancati timori di

una possibile deriva spartitoria. Il precedente caso legato al Garante Privacy – che aveva sollevato interrogativi sulla indipendenza delle Autorità – ha reso ancora più rilevante la necessità di profili #tecnici e credibili. In questo quadro, le designazioni presentano competenze consolidate: #Dell'Acqua, agronomo con esperienza operativa nel settore idrico e già Commissario straordinario per la crisi idrica nazionale; #Salvemini, avvocato amministrativista ed ex capo della Segreteria tecnica del MASE; #DeSantoli, ingegnere e docente universitario con un percorso radicato nei temi dell'efficienza energetica e della transizione; #DeMarco, dirigente con esperienza nella regolazione e nelle politiche pubbliche. La fase governativa si è dunque conclusa, ma l'iter istituzionale è ancora in corso. Le designazioni saranno ora esaminate dalle Commissioni parlamentari competenti, che dovranno esprimere un parere vincolante con il #quorum dei due terzi, una soglia particolarmente elevata pensata per tutelare l'autonomia e la professionalità del Collegio. Solo dopo questo passaggio potrà avvenire la nomina formale. Le audizioni parlamentari costituiranno il momento decisivo per valutare la preparazione tecnica e l'idoneità dei candidati, chiamati a guidare l'Autorità per i prossimi sette anni. Sul tavolo ci sono #dossier strategici: recepimento delle direttive europee, vigilanza sui mercati dell'energia, regolazione tariffaria e sicurezza degli approvvigionamenti, in un contesto di forte evoluzione tecnologica e normativa.

DCO ACQUIRENTE UNICO ● Le nostre #osservazioni in relazione al processo di Trasmissione Offerte Mercato Retail, hanno riguardato aspetti del nuovo tracciato: l'aggiornamento dei riferimenti sui corrispettivi di #dispacciamento, la possibilità di applicare da subito il #CdispD e una definizione più chiara dell'uso degli #URL nelle offerte generalizzate. Sono stati inoltre evidenziati gli effetti della razionalizzazione sulle offerte a sconto su #tutela, per le quali, almeno in subordine, potrebbe essere preservato l'impiego dell'indice #CMEM come alternativa agli indici commerciali a pagamento. Segnalate anche le possibili aree di sovrapposizioni tra le FLAT e le future onnicomprensive a #canone, due tipologie di offerte che potrebbero beneficiare di un perimetro applicativo più definito.

OFFERTE PO ● I #forward di energia elettrica mostrano un quadro sostanzialmente stabile (+0,3% rispetto a novembre), mentre calano del 1,5% le previsioni dei prezzi gas per i prossimi 12 mesi. Come effetto, la spesa annua stimata per le offerte indicizzate dei clienti tipo viene rivista al ribasso, traducendosi in un risparmio complessivo di 6 €/anno nelle tutele rispetto a ottobre (+1 € elettricità, -7 € gas). Nel ranking si osserva una generale contrazione della spesa, trainata dalla riduzione dei prezzi fissi e degli spread nei variabili. Nel domestico fisso guidano per il gas #PULSEE e per la luce #ITALIAGASELUCE. Nel prezzo variabile, #ENJOYENERGY resta in vetta nel gas con la promo dedicata al Black Friday, mentre #ENERGIALOCALE la supera nella luce. Relativamente alle offerte attivabili solo in aree specifiche, si confermano #CVA per la luce a prezzo fisso e variabile, #DOLOMITI sul cluster gas a prezzo fisso e #VIVIENERGIA sul quello variabile.

L'approfondimento

MTU 15' E BESS: NUOVE OPPORTUNITÀ PER I RETAILER

A cura di Valerio Covicchio  



PUN quartorario e rischio profilo

L'introduzione della Market Time Unit a quindici minuti nel Mercato del Giorno Prima segna un passaggio di portata strutturale per il sistema elettrico italiano, con ripercussioni dirette sia sulla gestione del rischio dei portafogli retail sia sulle opportunità associate alla flessibilità distribuita. La riforma, attesa da anni nell'ambito del progressivo allineamento al *Target Model europeo*¹, produce un aumento immediato della granularità dei prezzi e introduce elementi di volatilità infraoraria che fino a settembre 2025 non erano trasferiti sui rapporti contrattuali tra venditori e clienti finali. Per oltre un decennio, le offerte indicizzate al PUN orario avevano neutralizzato per il retailer ogni rischio di profilo: l'energia acquistata dal GME veniva sostanzialmente rivenduta con la stessa valorizzazione, maggiorata del margine commerciale. Dal 1° ottobre questo equilibrio si modifica in modo sostanziale, poiché quasi tutta l'energia approvvigionata viene oggi valorizzata a MTU 15', mentre la quasi totalità delle forniture attive sul mercato italiano continua a essere fatturata su base oraria. È proprio la divergenza tra le due granularità a generare un nuovo rischio prezzo: differenze anche modeste tra prezzo orario e prezzi quartorari possono produrre scostamenti cumulativi significativi in presenza di portafogli con consumi industriali rilevanti. I dati del primo mese disponibile mostrano che la volatilità infraoraria non è trascurabile: nel 50% dei casi la deviazione tra media oraria e quartoraria supera 5 €/MWh, nel 20% supera 10 €/MWh, nel 5% supera 20 €/MWh. La reintroduzione del rischio profilo nelle forniture indicizzate apre pertanto una stagione nuova, con impatti sugli spread di vendita, sulle dinamiche di pricing delle offerte variabili e sulle strategie di ottimizzazione lato cliente.

Nuove condizioni per l'arbitraggio

Parallelamente all'emergere del nuovo rischio profilo, la transizione al quartorario e la diffusione accelerata degli accumuli elettrochimici ridisegnano la frontiera tecnica dell'arbitraggio² energetico. Le opportunità risultano particolarmente rilevanti per i clienti industriali ad alta intensità di consumo, caratterizzati da profili concentrati nelle ore critiche e da una maggiore esposizione alle dinamiche infraorarie. La combinazione di prezzi a 96 slot giornalieri, maggiore variabilità tra ore diurne e non diurne e progressivo passaggio ai prezzi zionali crea uno spazio operativo per la flessibilità distribuita che non esisteva nel precedente assetto orario. Elaborare 96 prezzi e 96 consumi comporta un impegno maggiore in termini di sistemi, processi e dati, ma è proprio questa granularità a rendere possibile un arbitraggio più efficiente, soprattutto nelle zone in cui la crescita delle rinnovabili accentua l'escursione tra minimi e massimi giornalieri (la cosiddetta "duck curve"). In tale contesto, la fatturazione oraria – e ancor più quella quartoraria – abilita il cliente industriale a ottimizzare autonomamente i cicli di carica e scarica dei BESS, beneficiando della differenza tra

prezzi bassi diurni e prezzi più elevati nelle ore serali in cui il termoelettrico, e quindi il gas, tende a fissare il prezzo marginale³. La convenienza dell'arbitraggio dipende da tre variabili: (i) se l'acquisto avviene a PUN o a prezzo zonale, (ii) se la valorizzazione è a MTU 60' o 15', (iii) se il sistema effettua uno o due cicli giornalieri. La simulazione di un BESS da 1 MW e 2,33 MWh svolta sul mese di ottobre (si veda la tabella) mostra effetti netti⁴: l'arbitraggio basato su MTU 15' incrementa i ricavi di almeno il 10% rispetto all'MTU oraria, con differenziali più marcati nelle zone ad alta incidenza rinnovabile. Per due cicli giornalieri, lo scenario Sud MTU 15' raggiunge oltre 7.400 € di ricavo mensile, contro i circa 5.600 € dell'equivalente scenario PUN orario, con ricavi unitari prossimi a 103 €/MWh: un differenziale che rende evidente come la granularità del nuovo mercato aumenti la catturabilità del valore.

cicli	Ricavo mensile (€)		Variazione su PUN IG MTU 60		Ricavo unitario (€/MWh)	
	①	②	①	②	①	②
PUN IG MTU 60	3.694	5.622	-	-	51	78
PUN IG MTU 15	4.070	6.244	10%	11%	56	86
Pz SUD MTU 60	4.790	6.798	30%	21%	66	94
Pz SUD MTU 15	5.162	7.432	40%	32%	72	103

Trasferimento del valore al cliente finale

Il modo in cui tale valore si trasferisce al cliente finale dipende tuttavia dalle condizioni tecnico-economiche applicate dal retailer. Nel caso in cui l'impresa non sia soggetta a un calcolo puntuale dello sbilanciamento e ricada in una gestione "a portafoglio", le manovre di carica e scarica del BESS non generano effetti penalizzanti e l'utente può internalizzare integralmente i ricavi dell'arbitraggio. Al contrario, per i grandi consumatori per i quali il retailer richiede un programma di prelievo da comunicare prima del *closing* MGP, ogni deviazione rispetto al programma genera sbilanciamenti imputati al cliente: in questo scenario l'ottimizzazione autonoma del BESS non è sempre conveniente e diventa fisiologico che la gestione dell'asset venga delegata al fornitore, sulla base di criteri tecnico-economici condivisi e con una ripartizione dei ricavi. Questo passaggio segna certamente un'evoluzione importante nel rapporto commerciale: il cliente

¹ Il EU Target Model definisce l'architettura di mercato per l'elettricità che consente l'integrazione transnazionale delle borse elettriche europee. In particolare prevede il meccanismo del Market Coupling con l'obiettivo di armonizzare prezzi e allocazione delle capacità di rete fra Stati, favorire la convergenza dei prezzi e garantire un mercato più efficiente e competitivo. Ulteriori info qui: <https://www.mercatoelettrico.org/Home/Mercato-Elettrico/SDAC-Market-Coupling>.

² Arbitraggio: acquisto (o carica del BESS) nelle ore a prezzo basso e vendita (o scarica) nelle ore più costose, valorizzando la volatilità infraoraria.

³ Prezzo marginale: prezzo definito dall'ultima unità di produzione necessaria a soddisfare la domanda; nelle ore serali è spesso fissato dal termoelettrico a gas.

⁴ La simulazione è svolta in condizioni di arbitraggio "perfetto", con prezzi MGP noti ex-post.

non acquista più solo energia, ma affida alla controparte la gestione congiunta della flessibilità, trasformando la fornitura in un servizio a contenuto tecnologico maggiore e con un orizzonte di relazione più ampio.

Contributo dei BESS nella gestione BRP/BSP

Se il retailer è anche *Balance Responsible Party* (BRP⁴), e possibilmente anche *Balance Service Provider* (BSP⁵) nei mercati dei servizi di dispacciamento, la portata strategica dei BESS si amplia ulteriormente. La flotta di accumuli diventa una risorsa di ottimizzazione del portafoglio, riducendo sia il costo di sourcing sia gli oneri di sbilanciamento. La possibilità di modulare i prelievi nei momenti di picco consente di evitare in parte le ore critiche del *Capacity Market*, caratterizzate da un corrispettivo di circa 60 €/MWh, rispetto ai circa 3 €/MWh delle ore *off-peak*. La gestione intelligente della potenza permette interventi di *peak shaving* e miglioramento della *power quality*, con benefici anche sulla componente reattiva e sui picchi di potenza. Nei casi in cui il retailer sia abilitato come BSP, i BESS diventano valorizzabili sui mercati dei servizi, risultando una fonte aggiuntiva di ricavo e un elemento di differenziazione rispetto agli operatori focalizzati esclusivamente sulla commodity. L'effetto combinato di queste leve consolida il ruolo del venditore come partner tecnico del cliente, con un posizionamento di lungo periodo difficilmente replicabile da peer privi di capacità di gestione della flessibilità.

La nuova frontiera competitiva

In questo scenario, la maggiore opportunità per i retailer consiste nella possibilità di sottrarsi alla crescente pressione competitiva sulla pura commodity, accentuata da strumenti come lo "scontrino dell'energia" e dallo switch in 24 ore, che riducono ulteriormente i costi di transazione e incrementano il

tasso di *churn*. L'associazione di una tariffa elettrica a un sistema di accumulo integrato nella gestione BRP/BSP crea un legame contrattuale più forte, analogo a quanto osservato nel settore delle telecomunicazioni con il modem: un asset fisico, installato presso il cliente, che consolida la relazione pluriennale e rende meno omogenea e confrontabile l'offerta rispetto alle alternative puramente commodity. La batteria diventa un *anchor product*, ovvero un asset fisico che consolida la relazione contrattuale e rende la fornitura meno sostituibile, trasformando la componente energetica in un servizio ad alta integrazione tecnologica. La funzione del BESS assume in questo contesto un ruolo centrale, perché l'accumulo genera valore economico condiviso tramite la modulazione coordinata dei prelievi, la riduzione dei costi e la valorizzazione sui mercati dell'energia e dei servizi. Le MTU quortarie, unite alla crescente penetrazione dei BESS, trasformano quindi un cambiamento regolatorio percepito inizialmente come un aggravio operativo in una leva competitiva a disposizione dei retailer più preparati. L'aumento della volatilità infraoraria, lungi dal rappresentare solo un nuovo rischio da mitigare, diventa un meccanismo di differenziazione tra operatori in grado di gestire portafogli flessibili e operatori che rimangono ancorati a un modello puro di rivendita della commodity. Le batterie introducono un'esperienza di fornitura tangibile, intelligente e collaborativa, in cui il valore non deriva più soltanto dal prezzo dell'energia, ma dalla capacità del venditore di progettare, monitorare e ottimizzare la flessibilità nel tempo. È in questa convergenza tra mercato, tecnologia e regolazione che si colloca la nuova frontiera competitiva del retail elettrico, destinata a ridefinire, almeno nel lungo periodo, il modo stesso in cui si struttura la relazione tra impresa e fornitore all'interno del settore.

BESS: il quadro attuale in Italia

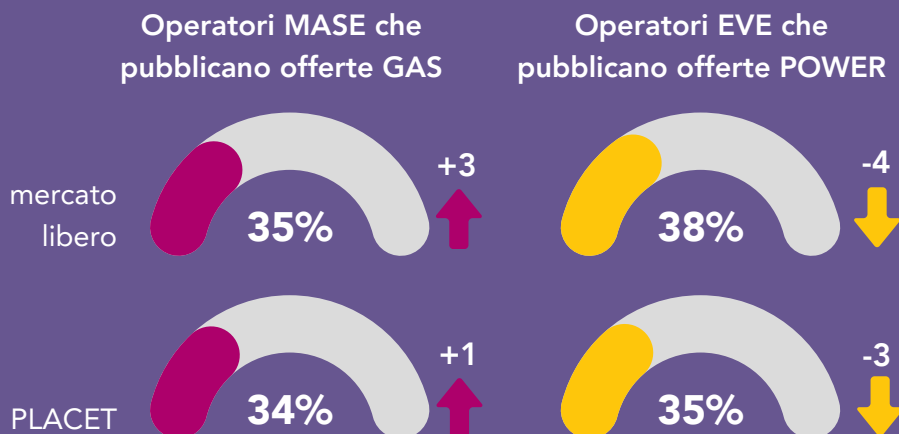
I *Battery Energy Storage System* (BESS) sono sistemi di accumulo elettrochimico, ovvero impianti a batteria tipicamente basati su tecnologia agli ioni di litio, in grado di assorbire energia dalla rete o da impianti rinnovabili e reimmetterla in un secondo momento, fornendo servizi di flessibilità, arbitraggio e supporto al sistema elettrico. In Italia il fenomeno non è più di nicchia: secondo Italia Solare, al 30 settembre 2025 risultano connessi circa 850 mila sistemi di accumulo, per oltre 17 GWh di capacità e 7 GW di potenza, con una crescita annua rispettivamente superiore al 50% e al 40%. La maggior parte è ancora di taglia residenziale abbinata al fotovoltaico, ma la dinamica più significativa riguarda il segmento utility-scale: l'"Osservatorio Sistemi di Accumulo" di ANIE segnala che nel 2024 sono entrati in esercizio 14 impianti stand-alone sopra i 10 MWh, per oltre 3,3 GWh e 800 MW, trainati dalle aste del *Capacity Market*. Secondo SolarPower Europe, nel 2024 l'Italia ha installato circa 6 GWh di nuovi BESS, diventando il secondo mercato europeo dopo la Germania e contribuendo a oltre un quarto della nuova capacità di accumulo UE. Nonostante la crescita, il divario rispetto agli obiettivi di sistema resta significativo: Terna stima che la capacità di accumulo elettrochimico sia passata da 7 GWh nel 2023 a circa 13 GWh nel 2024, a fronte di un fabbisogno complessivo di circa 122 GWh al 2030, di cui 50 GWh da pompaggio e il resto in BESS, con circa 50 GWh di accumuli utility-scale, ovvero impianti di grande taglia in alta tensione, a 8 ore di durata (ECCO). Le recenti evoluzioni del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) e del Mercato della Capacità inquadrano i BESS come risorse chiave per i servizi di bilanciamento e per l'adequazione, prevedendo in alcuni casi la coincidenza tra BRP e BSP per gli impianti di accumulo che accedono ai meccanismi di remunerazione, e aprendo la strada a modelli di business in cui gli accumuli diventano una componente strutturale dei portafogli dei retailer e delle strategie di flessibilità lato domanda. In questo scenario, i BESS assumono un ruolo crescente nell'evoluzione del sistema elettrico, contribuendo alla gestione della variabilità, al miglioramento dell'efficienza complessiva e al rafforzamento della resilienza della rete. Resta tuttavia evidente che la regolazione attuale privilegia gli accumuli utility-scale sebbene le principali criticità si manifestino in MT/BT, dove si concentrano quasi 37 dei 41,9 GW di fotovoltaico installato e la maggior parte delle utenze commerciali e industriali. È proprio in questi siti che i BESS risultano maggiormente utili per il sistema e più remunerativi per i clienti, rendendo programmabile l'energia fotovoltaica in loco e riducendo conseguentemente i prelievi da rete, i costi di fornitura e i problemi di distribuzione e trasmissione di tale energia.

⁴ BRP: Soggetto responsabile dell'equilibrio tra programma e prelievi/immissioni reali della propria unità di bilanciamento, con obbligo di coprire gli sbilanciamenti generati.

⁵ BSP: Operatore abilitato all'offerta di servizi di dispacciamento (MSD), che aggrega e valorizza risorse di flessibilità (inclusi i BESS) sui mercati dei servizi.

OPERATORI E OFFERTE NEL PORTALE OFFERTE

Operatori abilitati che pubblicano sul PO



Analisi condotta sugli operatori che pubblicano sul Portale Offerte rispetto al totale dei soggetti abilitati rispettivamente all'albo MASE, all'albo EVE e presenti in almeno un albo. Le frecce e il relativo valore indicano la variazione del numero di operatori che pubblicano offerte rispetto al mese precedente.

A1

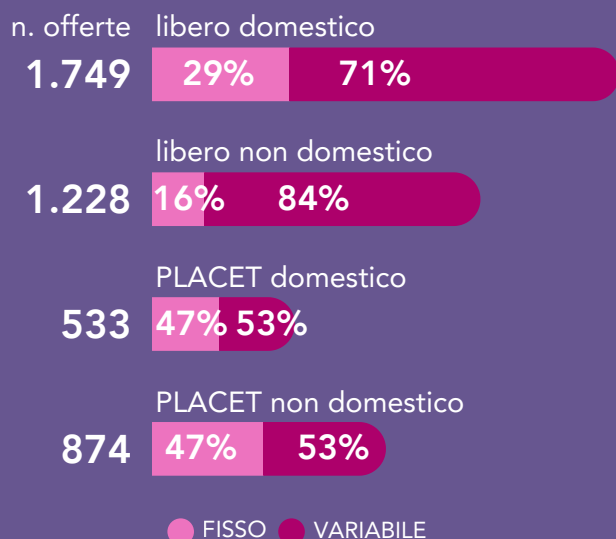
Offerte attive sul PO



Analisi condotta sulle 9.787 offerte. Le frecce e i relativi valori indicano la variazione assoluta per gas e luce rispetto al mese precedente.

A2

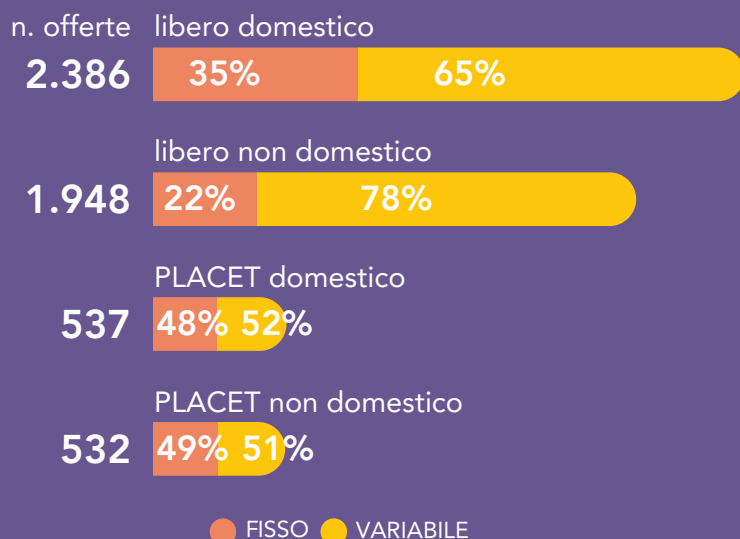
Tipologia offerte GAS



Analisi condotta su 4.384 offerte gas.

A3

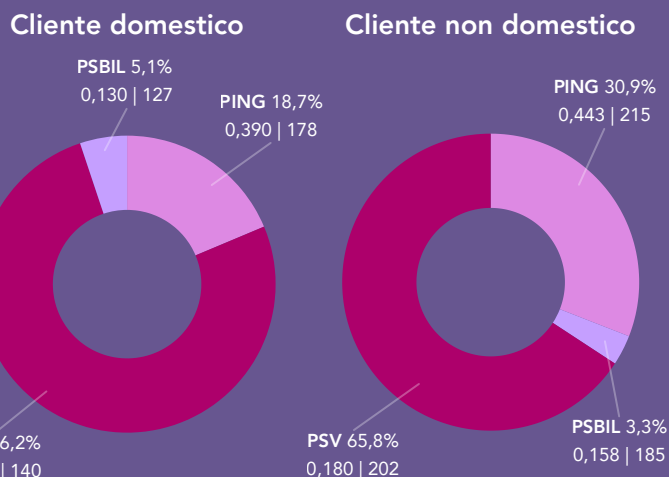
Tipologia offerte POWER



Analisi condotta su 5.403 offerte power.

A4

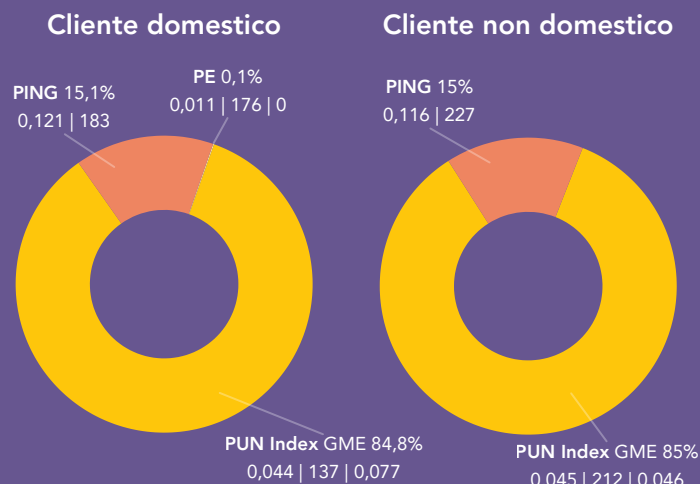
Offerte variabili GAS



Analisi condotta su 3.016 offerte variabili. Fra le parentesi è indicato, per ciascun indice, l'IC medio in €/Smc e l'ICF medio in €/anno. I grafici non includono le offerte a TTF e a CMEM, numericamente non significative.

A5

Offerte variabili POWER

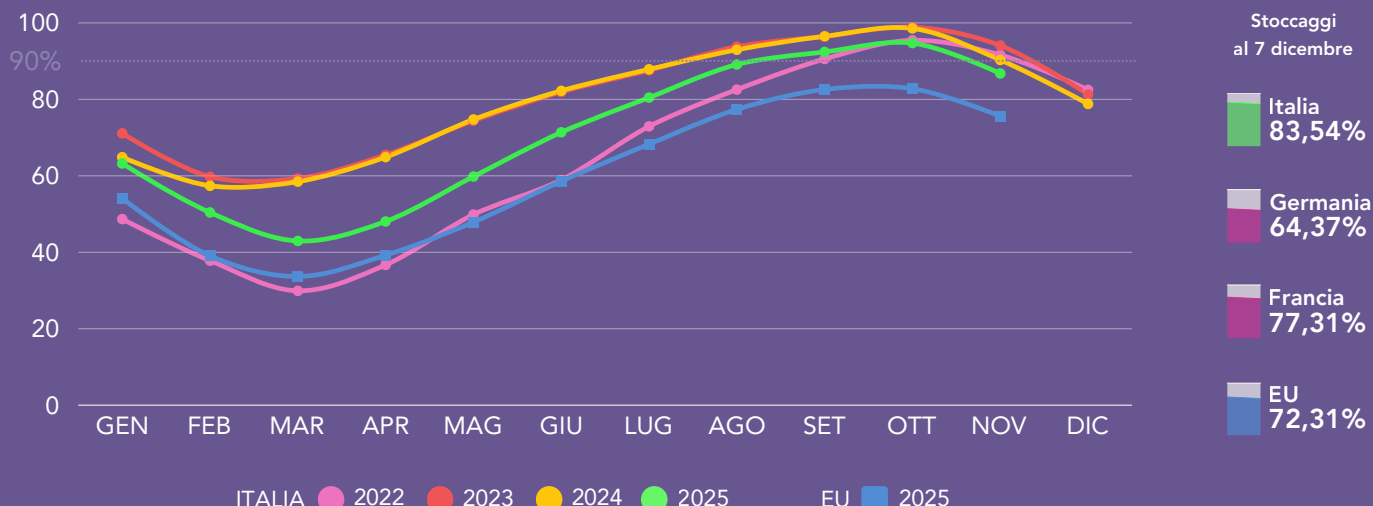


Analisi condotta su 3.636 offerte variabili. Fra le parentesi è indicato, per ciascun indice, l'IC medio in €/kWh, l'ICF medio in €/anno e l'IP medio in €/kW.

A6

ANALISI STOCCAGGI

Gas disponibile negli stoccaggi (Italia ed EU)



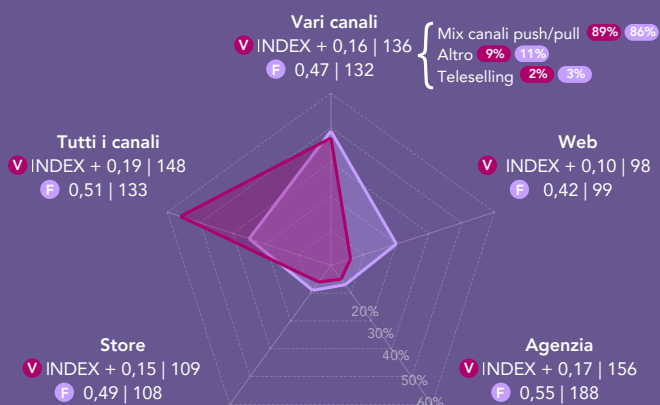
Il grafico rappresenta la percentuale di gas operativo disponibile negli stoccaggi nei periodi da gennaio 2022 a novembre 2025 (elaborazione su dati GIE AGSI).

B3

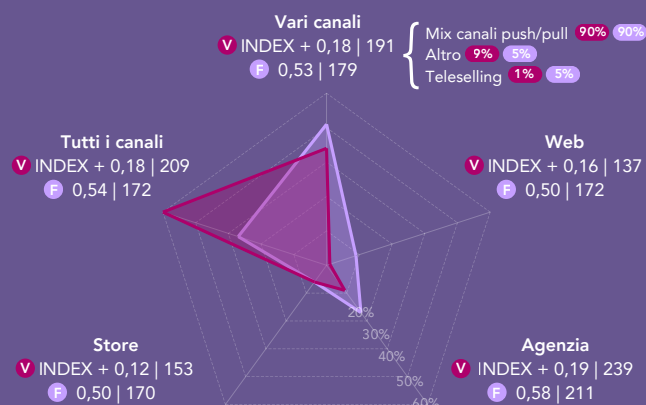
CANALI DI ATTIVAZIONE

Distribuzione canali di attivazione offerte mercato libero GAS

Cliente domestico



Cliente non domestico

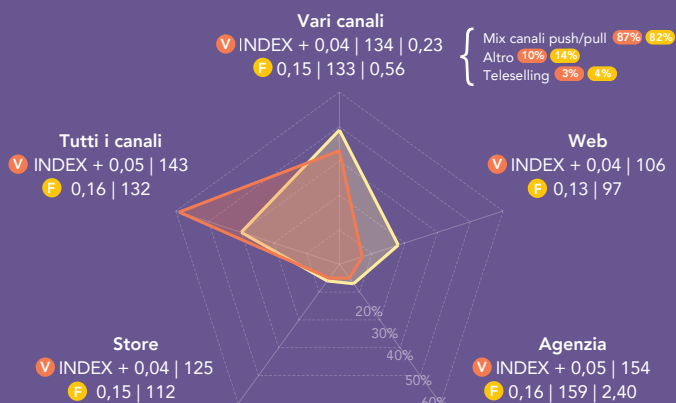


Analisi condotta su 2.977 offerte GAS nel mercato libero. La rappresentazione confronta la distribuzione percentuale dei canali d'acquisizione abilitati nelle offerte a prezzo variabile (V) e in quelle a prezzo fisso (F), con i relativi IC e ICF. La categoria "Altro" include i canali numericamente marginali e le combinazioni fra canali.

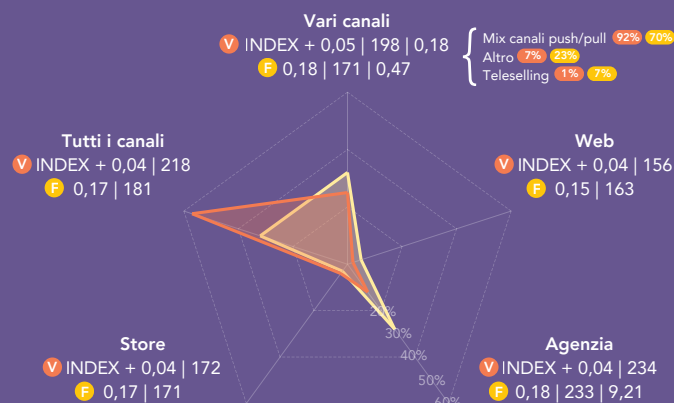
B4

Distribuzione canali di attivazione offerte mercato libero POWER

Cliente domestico



Cliente non domestico



Analisi condotta su 4.334 offerte POWER nel mercato libero. La rappresentazione confronta la distribuzione percentuale dei canali d'acquisizione abilitati nelle offerte a prezzo variabile (V) e in quelle a prezzo fisso (F), con i relativi IC, ICF e IP. La categoria "Altro" include i canali numericamente marginali e le combinazioni fra canali.

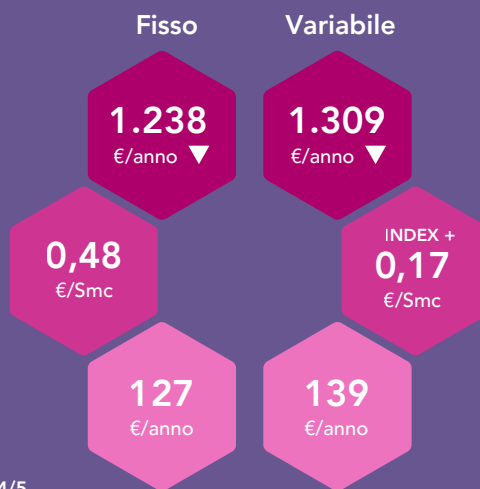
B5

Offerte GAS per cambio fornitore nel mercato libero domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- PULSEE**  
Pulsee Gas RELAX Fix Promo
1.017 €/anno
0,34 €/Smc | 94 €/anno
- OCTOPUS ENERGIA**  
Octopus Fissa 12M Gas
1.031 €/anno
0,36 €/Smc | 84 €/anno
- SINERGAS**  
ALL DAY WEB GAS
1.033 €/anno
0,40 €/Smc | 36 €/anno

Valori medi



Migliori offerte variabili nazionali

- ENJOY ENERGY**  
SuperPromoWeb Black Friday 2025
1.009 €/anno
PSBIL + 0,05 €/Smc | 0 €/anno
- ASM ENERGIA**  
Leggera gas
1.014 €/anno
PSV + 0 €/Smc | 75 €/anno
- YADA ENERGIA**  
Surf gas
1.023 €/anno
PSV + 0 €/Smc | 84 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- DOLOMITI ENERGIA**  
Mitica Gas 12 Web
1.029 €/anno
0,35 €/Smc | 96 €/anno
Non attivabile in Campania

Migliore offerta variabile locale

- 
- VIVI ENERGIA**  
VIVicaldo gas
939 €/anno
PSV + 0 €/Smc | 0 €/anno
Attivabile in alcune province (*)

Analisi condotta sulle offerte GAS per cliente domestico aventi i seguenti prerequisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo domestico in Ambito Centrale (valori Q4 2025). I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

(*) Vendibile nelle province di Novara, Varese, Como, Milano, Bergamo, Brescia, Verona, Terni, Viterbo, Roma, Lodi, Verbano-Cusio-Ossola, Monza Brianza.

Legenda:  Google  Trustpilot

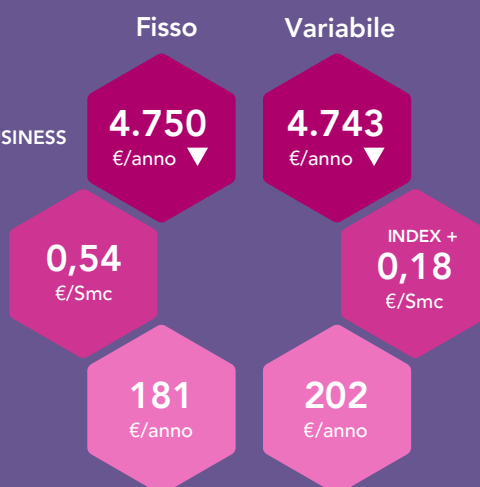
C1

Offerte GAS per cambio fornitore nel mercato libero non domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- YADA ENERGIA**  
NeN Gas Special 60
4.206 €/anno
0,44 €/Smc | 120 €/anno
- DOLOMITI ENERGIA**  
MITICA GAS 24 100% COMPENSA CO2 BUSINESS
4.206 €/anno
0,43 €/Smc | 180 €/anno
- ENEL ENERGIA**  
Soluzione Gas Impresa New
4.266 €/anno
0,44 €/Smc | 180 €/anno

Valori medi



Migliori offerte variabili nazionali

- GALA**  
Gas condominio flex
3.953 €/anno
PSBIL + 0,03 €/Smc | 144 €/anno
- SIMECOM**  
Simecom EASY CLICK Gas P.IVA
3.984 €/anno
PSV + 0,06 €/Smc | 50 €/anno
- POWER.IT**  
GAS SPECIAL NL BUSINESS 00
4.044 €/anno
PSV + 0,05 €/Smc | 150 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- COLSAM ENERGIE**  
Fix business gas
4.171 €/anno
0,42 €/Smc | 180 €/anno
Attivabile solo in Lombardia

Migliore offerta variabile locale

- 
- HERA (varie società)**  
Prezzo netto relax condominio gas
4.005 €/anno
PSV + 0,05 €/Smc | 85 €/anno
Attivabile in aree definite dall'operatore

Analisi condotta sulle offerte GAS per cliente non dom. aventi i seguenti prerequisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo non dom. in Ambito Centrale (valori Q4 2025). I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda:  Google  Trustpilot

C2

Offerte POWER per cambio fornitore nel mercato libero domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- ITALIA GAS E LUCE** 4,8/5 3,7/5
Sottocosto a prezzo fisso a fasce
587 €/anno
0,129 €/kWh | 18 €/anno
- E.ON ENERGIA** 2,4/5 4,6/5
E.ON LuceClick - Amico new
603 €/anno
0,113 €/kWh | 79 €/anno
- SINERGAS** ND 3/5
ALL DAY WEB LUCE
605 €/anno
0,129 €/kWh | 37 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA 7
568 €/anno
0,116 €/kWh | 36 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Valori medi



● STIMA SPESA ANNUA ● IC ● ICF

Migliori offerte variabili nazionali

- ENERGIA LOCALE** ND 3,2/5
Web Luce 2025 - OFFERTA LUCE 600€
593 €/anno
PUN + 0,022 €/Smc | -2 €/anno
- ENJOY ENERGY** 4,1/5 3,4/5
SuperPromoWeb Black Friday 2025
598 €/anno
PUN + 0,023 €/Smc | 0 €/anno
- ITALIA GAS E LUCE** 4,8/5 3,7/5
Sottocosto IGL
612 €/anno
PUN + 0,029 €/kWh | -3 €/anno

Migliore offerta variabile locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA easyflex
498 €/anno
PUN + 0,017 €/kWh | -80 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Analisi condotta sulle offerte POWER per cliente domestico aventi i seguenti requisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo domestico (valori Q4 2025) considerando anche l'IP medio.

I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

D1

Offerte POWER per cambio fornitore nel mercato libero non domestico

Migliori offerte fisse nazionali

- ITALY GREEN POWER** 4,3/5 3/5
SFERA ENERGIA 4,6/5 ND
110 E LODE - Business
2.636 €/anno
0,127 €/kWh | 180 €/anno
- COGENERA ITALIA** ND ND
GOLFCLUB_01012026FIX
2.638 €/anno
0,135 €/kWh | 97 €/anno
- COLSAM ENERGIE** 4,6/5 ND
Fix business luce
2.710 €/anno
0,138 €/kWh | 144 €/anno

Migliore offerta fissa locale

- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA setteAnni sicura
2.388 €/anno
0,116 €/kWh | 45 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Valori medi



● STIMA SPESA ANNUA ● IC ● ICF

Migliori offerte variabili nazionali

- GAS POLLINO** 4/5 ND
Index gas Pollino PUN+0,02
2.531 €/anno
PUN + 0,006 €/kWh | 108 €/anno
- TIRRENIA ENERGIA** ND ND
Var energia altri usi LL
2.532 €/anno
PUN + 0,017 €/kWh | 1 €/anno
- PENISOLA GAS E POWER** ND ND
PUN_3F_IMP_6.5_QF_0
2.604 €/anno
PUN + 0,024 €/kWh | 1 €/anno

Migliore offerta variabile locale

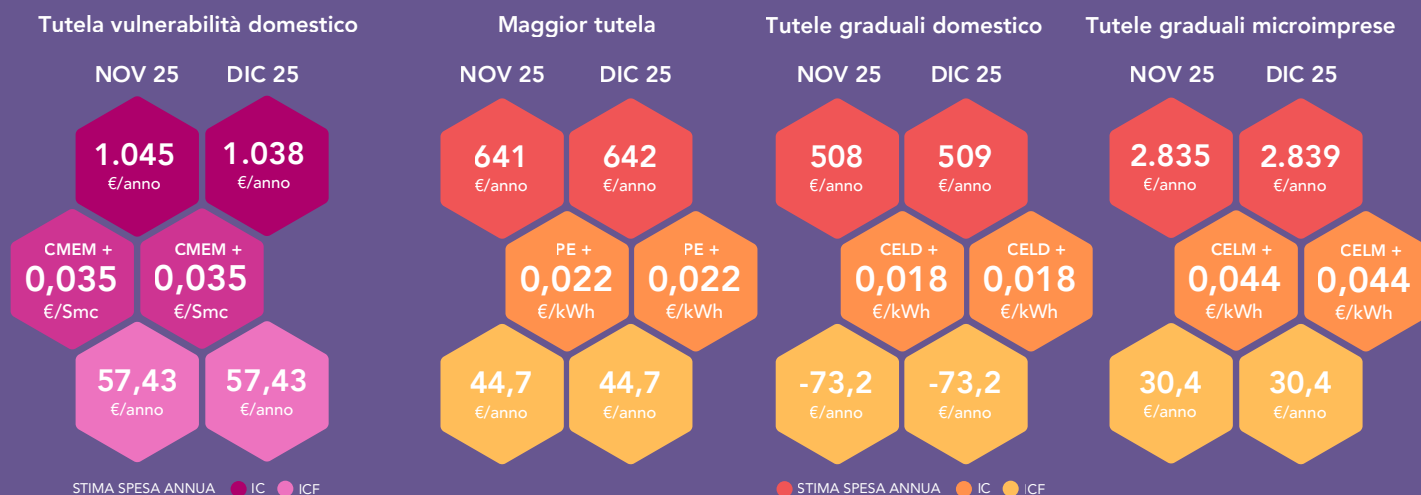
- 
- CVA ENERGIA** ND ND
CVA easyflex
2.501 €/anno
PUN + 0,017 €/kWh | -30 €/anno
Attivabile in Valle d'Aosta

Analisi condotta sulle offerte POWER per cliente non domestico aventi i seguenti requisiti: attivabili per almeno un giorno per cambio fornitore, nessun obbligo di servizi accessori a pagamento o assimilabili. La spesa annua è calcolata sul cliente tipo non domestico (valori Q4 2025). considerando anche l'IP medio. I valori in €/anno sono arrotondati all'intero più vicino.

Legenda: Google Trustpilot

D2

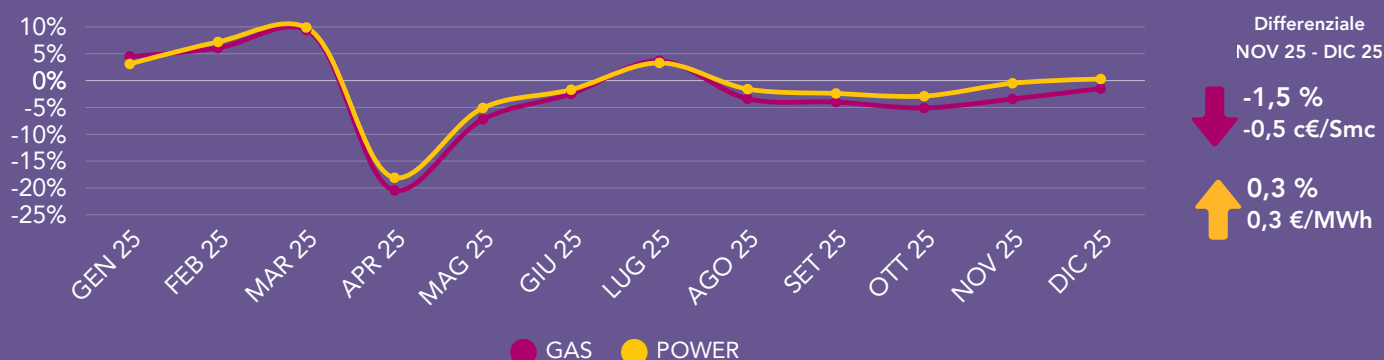
Valori cliente tipo tutela vulnerabilità, maggior tutela e tutele graduali



La spesa annua della Tutela della vulnerabilità è calcolata sul cliente tipo gas domestico in Ambito Centrale, quella della Maggior Tutela e della Tutela Graduale domestica sul cliente tipo power domestico, quella della Tutela graduale delle microimprese sul cliente tipo power non domestico (valori Q4 2025).

E1

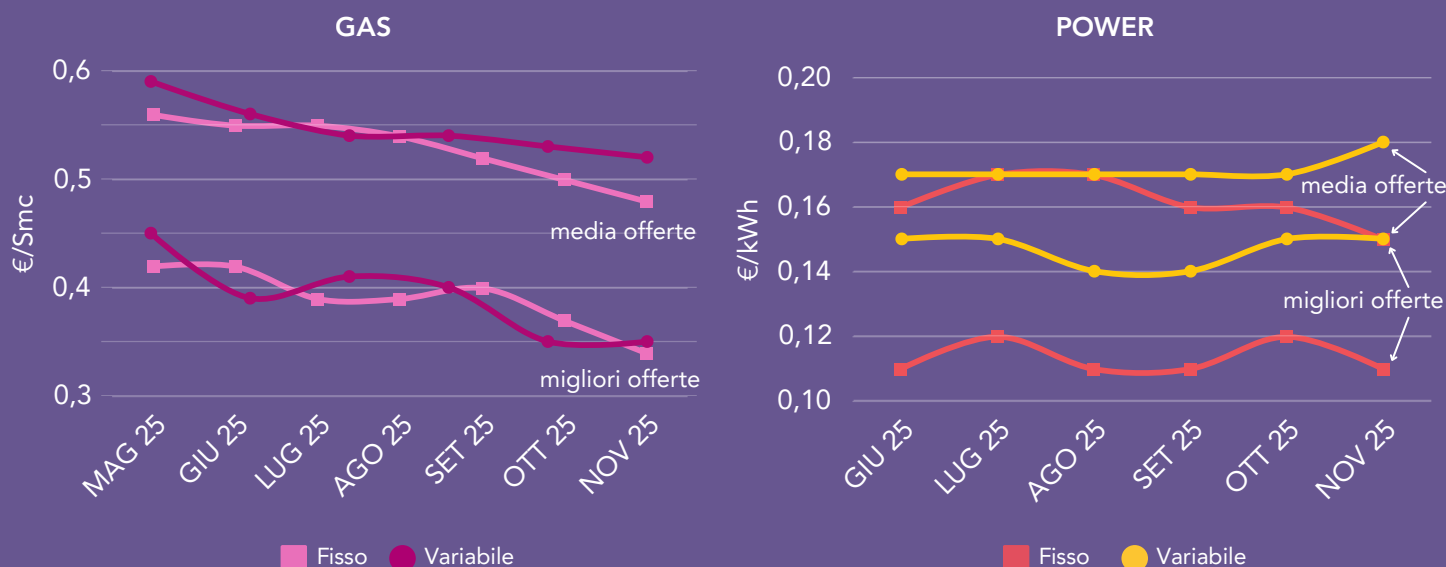
Differenziale quotazioni previsionali



Il differenziale replica la variazione mensile dei previsionali degli indici gas e power, derivandola dai valori di spesa annua della Tutela. Lo scostamento di un previsionale rispetto al mese precedente può aiutare a comprendere se gli operatori dei mercati delle commodity stiano confermando le aspettative sull'andamento dei prezzi all'ingrosso (quando il differenziale tende allo zero) o, al contrario, rivalutando gli scenari alla luce di nuove dinamiche economiche, geopolitiche o settoriali emerse nel frattempo.

E2

Confronto storico prezzi fissi e prezzi variabili sul PO



Le rappresentazioni raffigurano l'andamento degli IC delle offerte fisse e variabili GAS e POWER negli ultimi 6 mesi, distinte per valori medi di mercato e tariffe più competitive. Per le offerte variabili vengono presi come riferimento gli indici PSV e PUN (al lordo delle perdite, su fasce orarie ponderate con pesi percentuali standard).

E3

METODOLOGIA

Il presente report analizza le offerte vendibili singolarmente (non dual) pubblicate sul Portale Offerte con almeno un giorno di visibilità nel periodo di riferimento. Per ciascun operatore viene selezionata esclusivamente l'offerta più competitiva, applicando, in caso di parità economica tra più offerte dello stesso operatore, un criterio di prevalenza basato sulla maggiore durata contrattuale o, in subordine, sull'ordine cronologico di pubblicazione. L'esclusione si estende alle offerte oscurate, nonché alle offerte pubblicate che presentano errori manifesti, eventualmente accertabili attraverso la loro successiva ripubblicazione con contenuti rettificati.

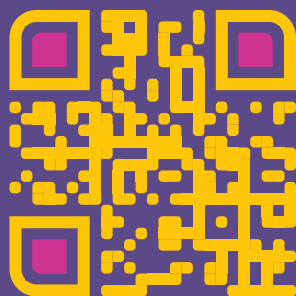
DEFINIZIONI

Di seguito si riportano le definizioni della terminologia più frequente. L'elenco e le definizioni non esauriscono la complessità della materia. Si raccomanda la lettura e l'interpretazione con professionisti in grado di comprendere nel dettaglio i concetti tecnici e gli approfondimenti presentati in questo report.

- ❖ **Operatori MASE:** elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali, gestito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Il report considera solo le società abilitate alla vendita di gas naturale.
- ❖ **Operatori EVE:** elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, gestito dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.
- ❖ **Soggetti TIMR:** esercenti la vendita al dettaglio che forniscono più di 50.000 punti di prelievo e/o di riconsegna.
- ❖ **Stima spesa annua:** stima della spesa su base annua così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **Spesa materia:** stima della spesa su base annua della sola materia gas naturale (senza Oneri di sistema e Trasporto e gestione contatore) così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **Spesa energia:** stima della spesa su base annua della sola materia energia power (senza Oneri di sistema e Trasporto e gestione contatore) così come definita dai criteri di calcolo di cui all'articolo 17 dell'Allegato A, deliberazione 51/2018 per il cliente tipo.
- ❖ **ICF:** costo fisso anno, calcolato come sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia/materia gas naturale in termini di €/anno.
- ❖ **IC:** costo per consumi, calcolato come la sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia, in €/kWh, e, per la materia gas, in €/Smc.
- ❖ **IP:** costo per potenza impegnata (energia elettrica) calcolato come la sommatoria di tutti i corrispettivi unitari relativi alla materia prima energia in €/kW.
- ❖ **Cliente tipo domestico:** per il GAS si intende utenza di tipo domestico, ambito centrale, contatore tipo <G6, consumo 1400 Smc/anno; per il POWER si intende utenza di tipo domestico residente, potenza 3 kW e consumo 2700 kWh/anno.
- ❖ **Cliente tipo non domestico:** per il GAS si intende: utenza di tipo non domestico, ambito centrale, contatore tipo G10-G40, consumo 5000 Smc/anno; per il POWER si intende: utenza di tipo non domestico, potenza 10 kW e consumo 10000 kWh/anno.
- ❖ **Tutela della vulnerabilità:** è la fornitura di gas a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'Autorità, destinata esclusivamente ai clienti domestici identificati come vulnerabili ai sensi del decreto-legge 115/22.
- ❖ **Maggior tutela:** è la fornitura di energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali regolate dall'Autorità, destinato esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili che non hanno un venditore nel mercato libero.
- ❖ **Servizio a tutele graduali domestico:** è la fornitura di energia elettrica che dall'1 luglio 2024 è riservata ai clienti domestici diversi dai clienti vulnerabili, che non hanno un contratto di mercato libero.
- ❖ **Servizio a tutele graduali microimprese:** è rivolto a a) microimprese (meno di 10 dipendenti e fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro) titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW, b) clienti non domestici diversi dalle microimprese titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW che non hanno un fornitore sul mercato libero.

Il Report Offerte è realizzato da

enelàb
Energy Expertise Laboratory



Se il numero di dicembre del Report Offerte ti è piaciuto, lascia un like o scrivici un commento [qui](#).



ISSN 3035-3386



9 773035 338004

Licenza Creative Commons Attribuzione 4.0 Internazionale (CC-BY)

Report Offerte | Responsabile intellettuale: Enelab Srl, via Traversa Fiorentina 10, 59100 Prato.

Pubblicazione digitale a cadenza mensile disponibile su www.enelab.it/report. Il numero di dicembre è stato pubblicato in data 09/12/2025.

(*) Nella raffigurazione in copertina: i sistemi di accumulo elettrochimico, ancore di stabilità e garanzia della resilienza della rete e della continuità energetica.