
Il mercato all'ingrosso dell'elettricità 2025

Executive summary

Obiettivi e contenuti di questo Rapporto

Questo Rapporto descrive le tendenze osservate nel 2025 sul mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera. Le dinamiche di domanda, offerta e prezzi vengono interpretate alla luce degli sviluppi sui mercati confinanti (Germania, Austria, Italia, Francia), delle politiche energetiche e climatiche in Svizzera e nell'Unione Europea, e infine del ruolo di altri fattori di contesto, come le evoluzioni nello scenario geopolitico globale, il quadro macroeconomico e l'andamento delle variabili meteorologiche.

Il 2025 in Svizzera e in Europa: domanda di elettricità stabile o in calo, performance negativa per eolico e idroelettrico, tiene la generazione a gas

La domanda di elettricità è stata stabile (Svizzera, Austria) o in diminuzione (Germania, Francia, Italia, Unione Europea) nei primi otto mesi del 2025, principalmente a causa del quadro economico fortemente condizionato dalle politiche protezioniste del presidente americano Donald Trump e dalla mancata risoluzione delle crisi a Gaza e tra Russia e Ucraina. Dal lato dell'offerta, si è osservato un calo abbastanza generalizzato della generazione eolica e idroelettrica, mentre la generazione solare ha continuato la sua crescita, con incrementi nell'ordine del +20% o +30% all'anno. In Svizzera si è inoltre osservata una contrazione dell'apporto delle centrali nucleari, che hanno invece retto a livello di Unione Europea.

Prezzi dell'elettricità in risalita, ancora condizionati dal costo del termoelettrico a gas

Il prezzo all'ingrosso dell'elettricità si è posizionato, nei primi dieci mesi del 2025, intorno ai 100 EUR/MWh in Svizzera, un valore allineato alle quotazioni in Austria e, come in passato, compreso tra i massimi del mercato italiano (116 EUR/MWh) e i minimi del mercato francese (61 EUR/MWh). Nel complesso, si è osservato un aumento rilevante rispetto allo stesso periodo del 2024 (+50% in Svizzera, da +12% a +23% negli altri paesi), ma senza gli eccessi degli anni 2021-2022. A livello mensile si è osservata una certa stagionalità, con prezzi più alti nei mesi invernali e più bassi in quelli estivi. Livelli e tendenze del prezzo elettrico svizzero hanno risentito, come in passato, delle dinamiche di prezzo del mercato del gas naturale, ancora usato per la generazione in alcuni dei mercati confinanti. In Germania e, ancor di più, in Italia, gli impianti termoelettrici a gas sono infatti ancora la tecnologia marginale in un buon numero di ore, e riescono dunque a condizionare non solo i prezzi nazionali dell'elettricità, ma anche il prezzo dell'elettricità nei paesi confinanti, come la Svizzera. Nonostante nei primi otto mesi del 2025 le fonti rinnovabili abbiano contribuito, complessivamente, a quasi il 50% della produzione elettrica netta a livello di Unione Europea e al 50% circa in Italia, i prezzi all'ingrosso dell'elettricità hanno risentito ancora dell'eredità di un mondo dominato dai combustibili fossili e in particolare, in Italia, dal ciclo combinato a gas naturale.

Prezzi del gas in leggero aumento, condizionati dallo scenario globale

Il prezzo all'ingrosso del gas naturale in Europa ha esperito un modesto aumento (+10% circa) nei primi dieci mesi del 2025 rispetto allo stesso periodo del 2024; la convergenza di prezzo tra i diversi mercati del continente si è mantenuta su livelli molto buoni, con un differenziale modesto, ma positivo, per i mercati dell'Europa orientale e per l'Italia, penalizzati negli approvvigionamenti via nave che giungono attraverso l'Oceano Atlantico. Il mercato europeo del gas è rimasto fortemente condizionato dallo scenario geopolitico: la debolezza della domanda asiatica e la graduale entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazione, in particolare negli USA, hanno calmierato gli aumenti di prezzo, mentre la scelta delle istituzioni comunitarie di formalizzare un piano per l'uscita completa dal gas russo entro il 2027 può aver favorito un modesto incremento. A metà dicembre 2025, si segnala inoltre un livello di riempimento non molto alto degli stoccaggi stagionali, in particolare in Germania, anche in conseguenza dell'allentamento degli obblighi di riempimento introdotti a livello comunitario dopo la crisi gas del 2022. Questo dato non desta per ora particolare preoccupazione, ma

potrebbe rivelarsi critico in presenza di un inverno freddo o lungo, oppure nel caso di interruzioni nella filiera di approvvigionamento via nave.

Il grande blackout iberico e il Single Day-Ahead Coupling di 15 minuti

A livello europeo, si segnalano inoltre il grande blackout iberico di aprile 2025, che ha lasciato al buio per molte ore Spagna, Portogallo e una piccola parte della Francia, e l'avvio a ottobre 2025 del Single Day-Ahead Coupling di 15 minuti, che ha portato la granularità del mercato day-ahead da 60 a 15 minuti in quasi tutti i paesi dell'Unione Europea, ottimizzando la gestione delle reti di trasmissione e della flessibilità, ma lasciando purtroppo esclusa la Svizzera.

Politiche per l'energia e il clima nel 2025: lo scenario globale

Sul fronte delle politiche energetiche e climatiche, il 2025 ha visto intensificarsi il peso dei fattori politici e geopolitici sugli scenari e sulle decisioni. A livello globale, gli avvenimenti più rilevanti sono stati l'annuncio del presidente statunitense Trump del ritiro degli USA dall'Accordo di Parigi – che sarà effettivo solo a un anno dalla notifica – e il fallimento della COP30, la conferenza ONU sul cambiamento climatico. Nell'anno in cui si apprende che l'obiettivo di contenere il riscaldamento globale entro i +1.5°C non è più raggiungibile, infatti, il mancato accordo su una roadmap per l'uscita dai combustibili fossili è stato letto come un segnale particolarmente negativo. A parziale compensazione di queste notizie, si segnalano i progressi conseguiti dalla Cina, ora il principale investitore nelle fonti rinnovabili a livello mondiale e il principale fornitore di tecnologie pulite al Sud globale. La Repubblica Popolare conta anche, tra i suoi successi, il raggiungimento anticipato del picco delle emissioni climalteranti e l'avvio lungo un trend di decrescita, un risultato insperabile fino a pochi anni fa.

Unione Europea e Svizzera: legami più saldi e alcuni ripensamenti

Nel vecchio continente, la Svizzera e l'Unione Europea hanno avuto l'indubbio merito di non rinnegare i propri obiettivi di mitigazione delle emissioni climalteranti, nonostante un'opinione pubblica meno favorevole alla transizione energetica rispetto al passato, e di rinsaldare la propria collaborazione sul fronte dell'energia e della sostenibilità. Il 2025 ha visto il raggiungimento di un consenso politico interno ed esterno sul tema degli accordi "Bilaterali III" tra Svizzera e Unione Europea. Questo risultato apre a una migliore integrazione del mercato elvetico nel mercato interno comunitario dell'energia. Alla fine dell'anno, la Commissione Europea ha inoltre pubblicato il proprio "Pacchetto reti", con l'obiettivo di promuovere una migliore pianificazione delle reti energetiche transfrontaliere, con potenziali conseguenze positive per la Svizzera, in presenza di una cooperazione maggiore rispetto al passato. Parlamento e Consiglio dell'Unione Europea hanno inoltre raggiunto un accordo sull'obiettivo di riduzione delle emissioni del -90% al 2040, pur introducendo una certa flessibilità per le emissioni conseguite fuori dal territorio comunitario. In Svizzera, invece, il Consiglio Federale ha elaborato un controprogetto indiretto per l'iniziativa federale "Stop ai blackout": si va dunque verso una rimozione del divieto di costruire nuove centrali nucleari, nonostante il rinnovato sostegno alle fonti rinnovabili come primo strumento per il contrasto al riscaldamento globale. Il dibattito pubblico si è inoltre concentrato su temi legati all'equità nella distribuzione di costi e benefici della transizione: a novembre 2025 è stata respinta l'"Iniziativa per il futuro", che proponeva di tassare al 50% le grandi successioni per finanziare la transizione energetica; a marzo 2026 si voterà invece sull'"Iniziativa per un fondo per il clima", che propone l'istituzione di un fondo dedicato alla transizione energetica, alimentato con finanziamenti federali nell'ordine dello 0.5%-1% del PIL.

Le attese per il 2026

Il 2026 si apre con l'aspettativa di prezzi dell'elettricità e del gas stabili intorno ai livelli di fine anno: 120 EUR/MWh per l'elettricità, 30 EUR/MWh per il gas. Non si attendono infatti aumenti nella domanda globale ed europea di energia, né tensioni sul mercato globale del GNL. Su queste attese pesano però diverse fonti di incertezza: l'andamento dell'erogazione dagli stoccaggi gas in Europa e delle produzioni idroelettriche, con i bacini svizzeri vicini ai minimi quinquennali di riempimento, le eventuali tensioni nella filiera del GNL e l'evoluzione degli scenari di crisi nel Medio Oriente e tra Russia e Ucraina.

Indice

Introduzione	6
1. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità	7
1.1. Domanda, offerta e prezzi dell'elettricità	7
Congiuntura economica e lenta elettrificazione deprimono la domanda di elettricità	7
L'offerta: solare in stabile crescita, andamento altalenante per le altre fonti	7
Un parco di generazione in rapida evoluzione	9
I prezzi all'ingrosso: tendenze al rialzo e forte stagionalità	9
L'avvio del Single Day-ahead Coupling di 15 minuti	10
Un evento epocale: il blackout iberico del 28 aprile 2025	11
1.2. Gas, carbone, petrolio e permessi di emissione	12
Il gas naturale pesa ancora come fonte di flessibilità	12
Prezzi day-ahead dell'elettricità e costo della generazione termoelettrica: Italia vs Germania	12
Il gas naturale tra geopolitica e mercato	14
La fine delle importazioni dalla Russia	15
I prezzi del gas in Europa e la competizione sul mercato globale	15
Lo svuotamento degli stoccaggi stagionali e la maggiore flessibilità nell'obbligo di riempimento	16
Stabilità e prezzi in calo anche sui mercati del carbone e del petrolio	17
Il lento recupero dei permessi di emissione	18
2. Politiche e politica per l'energia e il clima	19
Geopolitica, mercati e politiche per l'energia: l'era dell'incertezza	19
Dall'"onda verde" all'erosione del consenso	19
2.1. Politiche per l'energia e il clima a livello globale	19
Gli Stati Uniti escono dall'Accordo di Parigi	20
OPEC e OPEC+ scommettono su una domanda di petrolio in crescita	20
La Cina diventa leader globale della transizione energetica	20
COP30: a dieci anni dall'Accordo di Parigi, la conferenza porta risultati inferiori alle aspettative	21
2.2. Politiche per il clima e l'energia in Europa	21
L'accordo Svizzera – Unione Europea in materia di energia	21
Le iniziative della Commissione Europea: "Pacchetto Reti" e "Energy Highways"	22
L'accordo provvisorio sull'obiettivo di riduzione delle emissioni al 2040	24
Verso un ritorno del nucleare?	24
2.3. Focus sulla Svizzera: l'equità nella transizione energetica alla prova dei referendum	25
Respinta l'"Iniziativa per il futuro"	25
L'"Iniziativa per un fondo per il clima" in votazione a marzo 2026	25
Una transizione energetica credibile, ma anche socialmente equa	25
3. Uno sguardo al 2026	27
Le aspettative per il mercato del gas e il ruolo di stoccaggi e GNL	27
L'idroelettrico svizzero vicino ai minimi degli ultimi cinque anni	28
Uno scenario equilibrato, ma con alcune importanti incognite	29
Riferimenti	30

Introduzione

Il mercato all'ingrosso dell'elettricità rappresenta, per le economie moderne, un nodo cruciale in cui si incontrano, da un lato, gli effetti delle politiche energetiche e climatiche di ciascun paese e dei paesi vicini, dall'altro gli impatti su domanda e offerta di energia degli avvenimenti geopolitici globali e continentali, della congiuntura economica, e infine delle condizioni meteorologiche. All'interno del processo di decarbonizzazione dell'economia e della società, il mercato elettrico è inoltre sempre più importante nel determinare la competitività di molti settori industriali e la disponibilità di energia pulita a un prezzo accessibile per i consumatori residenziali.

Questo Rapporto si propone di descrivere le tendenze in atto sul mercato all'ingrosso dell'elettricità nell'anno 2025, con l'obiettivo di fornire una lettura ragionata dei fenomeni osservati e delle tendenze in atto nel breve e medio periodo. Le dinamiche di prezzi e quantità vengono interpretate alla luce sia delle politiche energetiche e climatiche adottate in Svizzera e nei paesi confinanti, sia degli avvenimenti più rilevanti nello scenario globale.

Il Rapporto si articola in tre capitoli:

- Il primo capitolo offre una descrizione puntuale dell'andamento di domanda, offerta e prezzi dell'elettricità e delle loro principali determinanti, in Svizzera e nei paesi confinanti (Germania, Austria, Italia, Francia),
- Il secondo capitolo descrive gli elementi salienti del contesto geopolitico globale e le principali novità in materia di politica energetica e climatica in Svizzera e nell'Unione Europea,
- Il terzo e ultimo capitolo delinea brevemente le aspettative per il 2026, sulla base delle tendenze di mercato e di alcuni indicatori significativi.

1. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

1.1. Domanda, offerta e prezzi dell'elettricità

Congiuntura economica e lenta elettrificazione deprimono la domanda di elettricità

La fine del 2024 e i primi otto mesi del 2025 sono stati caratterizzati, in Svizzera e nell'Unione Europea, dapprima da una modesta ripresa della domanda di elettricità, poi, dal secondo trimestre 2025, da una fase di stabilità in Svizzera (+0.1% tra gennaio e agosto 2025, rispetto allo stesso periodo nel 2024) e da un declino piuttosto marcato nell'Unione Europea (-10.0%), con punte del -12.1% in Italia, -12.0% in Germania (-12.0%) e -8.6% in Francia, e un più modesto -2.6% in Austria (Tabella 1.1).

Dopo la ripresa di fine 2024, la domanda di elettricità in Svizzera e in Europa è stata penalizzata soprattutto dalla congiuntura macroeconomia non brillante, in particolare dopo l'annuncio dei dazi applicati dal presidente statunitense Donald Trump alle maggiori economie mondiali e una volta esaurita la fase di accaparramento di scorte prima dell'entrata in vigore dei dazi stessi. Alla diminuzione ha contribuito anche una certa inerzia nel processo di elettrificazione che, pur procedendo nel settore residenziale e dei trasporti grazie alla diffusione delle auto elettriche e delle pompe di calore, nel settore industriale fatica a tenere il passo rispetto alla traiettoria ipotizzata negli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 (European Commission, 2025 (A)).

L'offerta: solare in stabile crescita, andamento altalenante per le altre fonti

Dal lato dell'offerta (Tabella 1.1), il 2024 ha registrato un incremento notevole della produzione idroelettrica, che ha raggiunto livelli record in quasi tutti i paesi considerati, e una ripresa del nucleare francese. Il solare ha proseguito nella traiettoria di crescita intrapresa ormai da diversi anni in tutti i paesi considerati. Il termoelettrico e, dove presente, il nucleare, hanno mostrato invece un andamento più stabile, con una crescita della generazione a gas naturale in particolare in Germania e in Europa, spesso a discapito della generazione a carbone, e un deciso recupero del nucleare francese rispetto all'anno precedente. L'eolico invece, seppur in leggera crescita a livello di Unione Europea, si è attestato su livelli leggermente inferiori all'anno precedente in Germania, Francia e Italia.

Nei primi otto mesi del 2025, la debolezza della domanda di elettricità ha trovato riscontro soprattutto in una contrazione del contributo dell'idroelettrico e dell'eolico, condizionati da fattori meteorologici. Il termoelettrico ha proseguito lungo la traiettoria di modesta ripresa iniziata nel 2024, con aumenti percentuali compresi tra il +1.5% della Svizzera e il +6.1% dell'Unione Europea – con uno spettacolare +44.3% in Austria, su volumi comunque modesti. Il nucleare ha visto una riduzione del -11.4% in Svizzera, probabilmente legata anche alla chiusura di uno dei due reattori di Beznau dato il grande caldo del mese di luglio, ma ha tenuto le posizioni nei paesi dell'Unione Europea che usano questa fonte. L'idroelettrico ha registrato invece, come anticipato, un calo molto marcato rispetto ai livelli del 2024, con punte del -30.6% in Svizzera, -20.0% in Italia, e poco sotto al -20% circa in Francia, Austria e Germania. Tra le nuove fonti rinnovabili, anche l'eolico ha sofferto una diminuzione rilevante: -10.2% in Svizzera, -7.6% nell'Unione Europea, con una punta del -15.3% in Germania. L'unica fonte rinnovabile in controtendenza è stata il solare, che ha proseguito nella traiettoria di forte crescita, registrando un +36.1% in Svizzera e un +23.5% nell'Unione Europea.

Tabella 1.1 – Generazione elettrica per fonte e consumo interno lordo di elettricità in Svizzera, in alcuni paesi europei e nell'Unione Europea¹

	Svizzera			Germania			Francia			Austria			Italia			UE-27		
	2023	2024	gen-ago 2025	2023	2024	gen-ago 2025	2023	2024	gen-ago 2025	2023	2024	gen-ago 2025	2023	2024	gen-ago 2025	2023	2024	gen-ago 2025
Generazione di elettricità per fonte (TWh)																		
Termoelettrico	1.8	3.6	2.4 +1.5%	202.8	203.8	134.2 +4.0%	43.5	33.2	22.0 +3.7%	9.9	12.5	10.5 +44.3%	142.2	146.5	96.1 +3.4%	803.5	835.9**	559.8** +6.1%
<i>di cui gas</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	67.5	69.7	46.9 +5.1%	35.6	22.1	13.6 -2.8%	6.9	6.9	5.4 +67.1%	118.7	109.5	77.0 +13.7%	436.1	400.9	281.4 +1.0%
<i>di cui carbone, lignite e gas derivati</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	116.8	98.1	63.7 +6.3%	2.9	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	1.8	1.8	1.1 -15.9%	11.7	10.6	1.9 -76.4%	301.2	256.7	<i>n.d.</i>
<i>di cui olio</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	3.5	4.1	2.8 -2.2%	5.0	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	0.7	0.6	0.4 +2.0%	7.8	9.1	4.3 -27.6%	37.2	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
Nucleare	23.3	23.0	13.0 -11.4%	0.0	0.0	0.0 0.0%	320.4	361.7	240.0 +2.3%	0.0	0.0	0.0 0.0%	0.0	0.0	0.0 0.0%	587.6	617.2	405.1 +0.1%
Idroelettrico	35.4	43.5	21.3 -30.6%	21.9	25.2	14.4 -17.0%	59.7	75.9	42.8 -19.4%	40.4	44.5	25.9 -16.8%	39.8	53.5	30.9 -20.0%	347.9	389.4	238.8 -13.3%
Altre rinnovabili	6.1	7.2	<i>n.d.</i>	224.1	223.0	152.5 -12.0%	76.3	71.3	53.8 -1.4%	16.8	11.8	15.9 +81.6%	75.0	76.0	58.4 -2.3%	820.9	849.3	608.2 -6.2%
<i>di cui geotermico</i>	<i>0.0</i>	<i>0.0</i>	<i>0.0</i> 0.0%	0.2	0.2	0.1 +5.0%	0.1	0.1	0.1 -11.1%	0.0	0.0	0.0 0.0%	5.3	5.3	3.5 -11.3%	5.9	5.8	3.9 -10.9%
<i>di cui eolico</i>	<i>0.2</i>	<i>0.2</i>	<i>0.1</i> -10.2%	144.7	139.6	75.6 -15.3%	50.7	46.9	28.5 -4.4%	8.3	9.1	5.6 -6.6%	23.4	22.1	14.4 -1.9%	476.6	484.4	284.5 -7.6%
<i>di cui solare</i>	<i>4.6</i>	<i>6.0</i>	<i>6.4</i> +36.1%	61.9	71.9	70 +21.5%	22.0	23.7	23.3 +31.3%	7.2	7.6	7.5 +30.1%	30.6	36.1	32.8 +21.5%	233.0	278.0	264.2 +23.5%
Totale generazione netta	66.7	76.2	43.3 -17.7%	456.0	441.2	294.7 +0.9%	499.8	541.5	356.7 0.0%	67.1	57.8	49.3 -5.1%	257.0	263.5	178.4 +0.9%	2572.3	2622.5	1758.1 +0.9%
Consumo finale di elettricità (TWh)																		
Consumo	56.1	57.5	38.2 +0.1%	431.8	433.1	285.5 -12.0%	407.7	405.5	270.3 -8.6%	60.6	61.4	43.6 -2.7%	306.1	312.3	207.3 -12.1%	2390.3	2418.9	1615.0 -10.0%

** Esclude l'olio combustibile

Fonti: Ufficio Federale dell'Energia, Eurostat, Ember

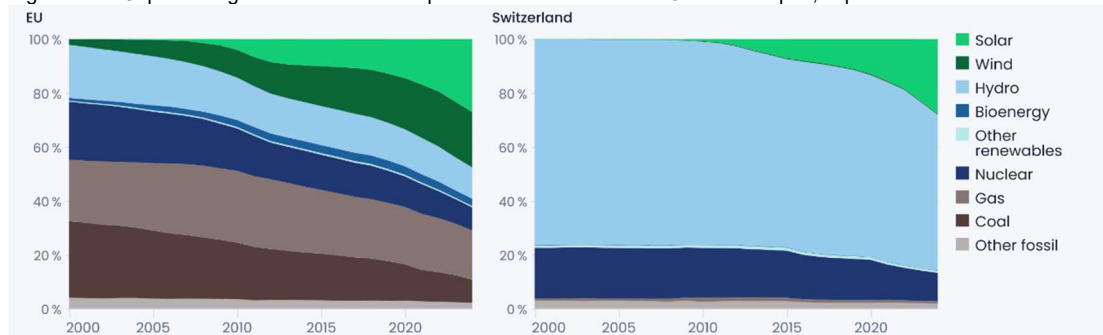
¹ Per i mesi da gennaio ad agosto 2025 si riporta, nella seconda riga, la variazione percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Un parco di generazione in rapida evoluzione

Le dinamiche descritte per l'offerta sono legate alle tendenze di prezzo dei mercati internazionali dei combustibili fossili, come gas naturale e carbone, ma anche e soprattutto alla trasformazione strutturale in corso da tempo nel parco di generazione dell'Unione Europea e della Svizzera (Figura 1.1). Negli ultimi 15 anni, infatti, il settore della generazione di elettricità ha visto una crescita massiccia della generazione solare e, nell'Unione Europea, degli impianti eolici, a discapito soprattutto del carbone e del gas naturale, diventati oggi meno convenienti anche in termini rispetto alle nuove fonti rinnovabili, per le quali lo sviluppo tecnologico e la diffusione su larga scala si sono tradotti in una diminuzione spettacolare dei costi. Nel 2023 il solare ed eolico costituivano, insieme, più del 40% della capacità installata nell'Unione Europea.

Le stime della Commissione Europea (European Commission, 2025 (A)) indicano che nel 2024 sono stati installati circa 77 GW di nuova potenza rinnovabile – 12.9 GW di impianti eolici e 66.5 GW di impianti solari. Complessivamente questi impianti hanno fornito il 47.3% della produzione elettrica totale del 2024, come evidenziato anche nella Tabella 1.1. Nel mese di giugno 2025, addirittura, il solare è stato per la prima volta la prima fonte per la generazione elettrica a livello comunitario. Anche se l'obiettivo 2030 di coprire mediante fonti rinnovabili il 42.5% dei consumi di energia primaria dell'Unione Europea richiederà ancora investimenti molto consistenti, nel settore elettrico il progresso è evidente e ormai consolidato.

Figura 1.1 – Capacità di generazione installata per fonte in Svizzera e nell'Unione Europea, in percentuale sul totale

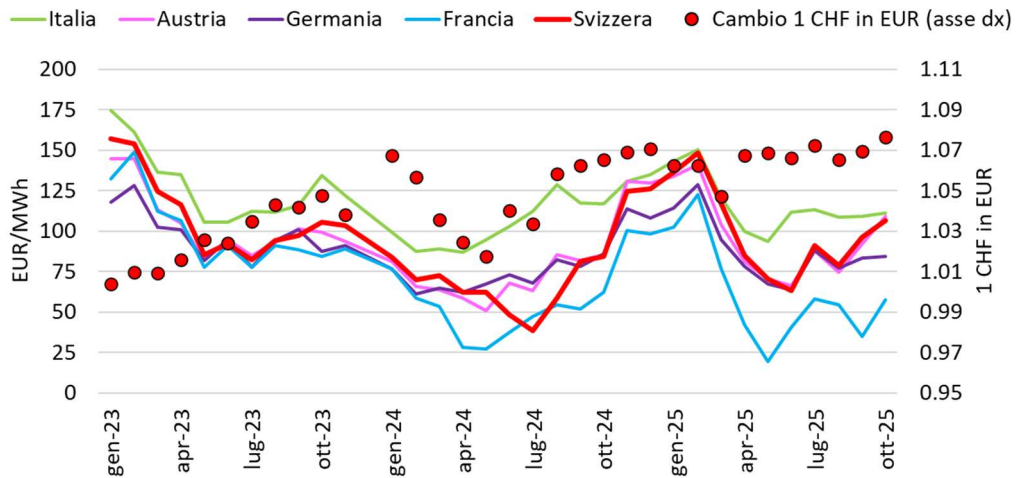


Fonte: Ember (ember-energy.org)

I prezzi all'ingrosso: tendenze al rialzo e forte stagionalità

Guardando ai prezzi dell'elettricità sui principali mercati all'ingrosso, la fine del 2024 e i primi dieci mesi del 2025 hanno mostrato un andamento fortemente stagionale, con prezzi più alti in inverno e più contenuti nel periodo estivo, in linea con le tendenze osservate sul mercato all'ingrosso del gas naturale, come si vedrà nel resto di questo capitolo. L'andamento non brillante della domanda di elettricità, insieme al superamento dei timori più pressanti sul fronte della sicurezza delle forniture, hanno comunque consentito ai mercati dell'elettricità di superare l'inverno 2024/2025 senza grosse crisi e di attraversare l'estate 2025 con quotazioni equilibrate sia per i produttori, sia per i consumatori (Figura 1.2).

Figura 1.2 – Prezzo dell'elettricità in Svizzera e in alcuni paesi europei (media mensile delle quotazioni day-ahead) e tasso di cambio CHF/EUR



Fonte: GME, BCE

Il 2024 si è chiuso in Svizzera con una media annua dei prezzi day-ahead di 76.0 EUR/MWh (-29,4% rispetto al 2023) e un picco, a dicembre 2024, di 126.4 EUR/MWh, dopo il minimo di 38.7 EUR/MWh toccato a luglio. Nei mercati confinanti, cioè Germania, Francia, Italia e Austria, le quotazioni si sono mantenute nel corridoio definito, in media annua, dai 108.4 EUR/MWh del mercato italiano, tipicamente il più caro dell'area, e i 58.0 EUR/MWh del mercato francese, il più economico. Queste medie annue corrispondono, rispettivamente, a un -14.9% per l'Italia e un -40.4% per la Francia rispetto ai valori registrati nel 2023. Lo spread tra Italia e Francia si è attestato, in media annua, intorno ai 50 EUR/MWh, con valori nell'ordine dei 20-30 EUR/MWh nel primo e quarto trimestre 2024 e dei 50-70 EUR/MWh in primavera e in estate. Le quotazioni in Austria e Germania si sono posizionate su valori intermedi, rispettivamente pari, in media annua, a 80.4 EUR/MWh (-21.6% rispetto al 2023) e 78.5 EUR/MWh (-17.8%).

Il 2025 è iniziato dunque sull'onda di una tendenza al rialzo che, complici anche gli scarsi apporti dell'idroelettrico e del solare, ha raggiunto il suo picco nel mese di febbraio, con 148.1 EUR/MWh in Svizzera e 150.4 EUR/MWh in Italia, il mercato più caro. Le quotazioni hanno poi mostrato una tendenza discendente fino all'estate, con un minimo di 63.1 EUR/MWh a giugno e un recupero fino ai 106.3 EUR/MWh di ottobre. Nel complesso, i primi 10 mesi del 2025 hanno registrato, rispetto allo stesso periodo del 2024, un aumento medio del +28.7% nell'area geografica considerata; in Svizzera l'aumento è stato più marcato e pari al +50.0%.

A proteggere i consumatori svizzeri dai rincari è intervenuto il rafforzamento del franco sull'euro, con la valuta elvetica che si è portata dai 1.03 EUR per 1 CHF del 2023 agli 1.05 del 2024 e 1.07 dei primi dieci mesi del 2025.

L'avvio del Single Day-ahead Coupling di 15 minuti

Un cambiamento importante occorso sui mercati day-ahead dell'Unione Europea a partire dal 30 settembre 2025 è stato l'avvio del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) di 15 minuti, in linea con le indicazioni del Regolamento (UE) 2019/943². Dal quarto trimestre 2025, dunque, gli operatori di mercato di tutti i paesi membri dell'Unione Europea beneficiano della possibilità di comprare o vendere simultaneamente energia e capacità di trasmissione transfrontaliera su base day-ahead su intervalli di 15 minuti, anziché 60 minuti, ottimizzando la gestione della flessibilità indispensabile in un mercato caratterizzato da un sempre maggiore ricorso alle fonti

² https://energy.ec.europa.eu/news/eu-electricity-trading-day-ahead-markets-becomes-more-dynamic-2025-10-01_en

rinnovabili intermittenti. Il fatto che la capacità di trasmissione sia allocata, come già in precedenza, secondo il modello del flow-based market coupling, amplifica le ricadute positive di questo cambiamento, perché permette da un lato un uso più efficiente delle reti, dall'altro una riduzione dei flussi impreveduti e dunque della domanda di energia di regolazione.

Il successo di questa riforma è il frutto di una lunga collaborazione tra 32 gestori delle reti elettriche di trasmissione, 17 gestori dei mercati dell'elettricità e numerosi operatori della filiera dell'elettricità, che si sono impegnati a coordinare gli aspetti tecnici e regolatori indispensabili per la riuscita del progresso.

È da segnalare che purtroppo la Svizzera, data l'assenza dell'accordo quadro con l'Unione Europea per la piena integrazione del mercato elettrico, è rimasta esclusa dallo SDAC e potrà rientrarvi, verosimilmente, soltanto nel corso del 2026³.

Un evento epocale: il blackout iberico del 28 aprile 2025

La primavera 2025 ha visto anche il verificarsi di un altro evento di portata epocale: il blackout iberico del 28 aprile, un'interruzione la cui portata è considerata analoga soltanto al blackout italiano del luglio 2003. Anche se l'evento non ha avuto ripercussioni per la Svizzera, è interessante soffermarsi brevemente sull'accaduto e sui risultati emersi finora dalle analisi realizzate dagli enti competenti.

Il 28 aprile 2025, alle 12:33, il sistema elettrico della Spagna, del Portogallo e di una piccola parte della Francia, al confine con la Spagna, ha subito un blackout totale senza preavviso, senza che questo fenomeno interessasse alcuna altra area in Europa. Il ripristino della normale operatività si è ottenuto, grazie alla collaborazione dei gestori di rete confinanti e di un operatore energetico del Marocco, alle 00:22 del giorno seguente in Portogallo e alle 04:00 in Spagna. L'assenza di elettricità per diverse ore ha avuto, ovviamente, importanti conseguenze sulla società e sulle attività economiche nelle aree interessate.

Essendo classificato come "incidente di grado 3", il blackout iberico è stato oggetto di un'indagine, tuttora in corso, che ha coinvolto numerosi altri gestori di rete europei, l'agenzia dell'Unione Europea ACER in rappresentanza delle autorità di regolazione, i rappresentanti di alcune autorità di regolazione nazionali, ed ENTSO-E in qualità di ente di coordinamento dei gestori di rete europei.

Le analisi raccolte nel report preliminare pubblicato a ottobre 2025 (ICS Investigation Expert Panel, 2025) suggeriscono che il blackout sia stato causato da un episodio di sovravoltaggio sulla rete spagnola, che ha causato l'attivazione di meccanismi automatici di disconnessione di alcuni impianti e, di conseguenza, il distacco nell'arco di poche frazioni di secondo di quasi 2.2 GW di potenza installata, principalmente eolica e solare. A sua volta, questo evento ha causato l'attivazione di meccanismi di reazione alle perdite di frequenza sulle reti di trasmissione e, di conseguenza, la separazione del sistema elettrico iberico sia da quello francese, sia da quello marocchino. Il sistema elettrico iberico è quindi collassato, interrompendo la fornitura di elettricità ai consumatori e trascinando con sé una piccola porzione della rete francese. Il ripristino della fornitura, come anticipato, ha richiesto diverse ore ed è avvenuto gradualmente, sfruttando la possibilità di far ripartire alcune centrali che avevano la possibilità di avviarsi anche senza ricevere energia dalla rete (blackstart).

L'analisi completa del gruppo di lavoro sarà pubblicata nel primo trimestre 2026. Le osservazioni raccolte nel report preliminare sembrano però supportare l'ipotesi che il blackout, a differenza di quanto supposto a ridosso dell'evento, non sia stato legato alla normale attività degli impianti rinnovabili intermittenti, la cui capacità installata è aumentata vertiginosamente negli ultimi 15 anni in Spagna. Sembra infatti che l'interruzione sia stata legata alla complessità, nuova e crescente, di gestire le oscillazioni di voltaggio e frequenza in una rete relativamente poco interconnessa, com'è quella della penisola iberica, e dotata di una quantità limitata di dispositivi per la regolazione della frequenza (Battle C., 2025). In questo contesto, il compito del gestore di rete è particolarmente sfidante e richiede di conciliare da un lato il supporto alle nuove esigenze della transizione energetica, dall'altro il contenimento dei costi nella definizione dei nuovi investimenti.

³ <https://www.epexspot.com/en/15-minute-products-market-coupling>

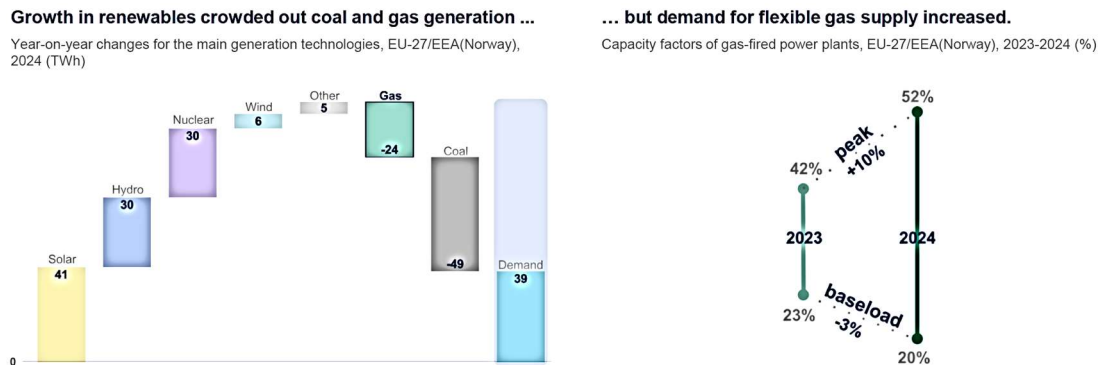
Le conseguenze del blackout iberico, in Spagna ma anche nel contesto europeo, si possono dunque identificare, al momento, nell'aver messo in evidenza l'importanza di una pianificazione attenta e consapevole degli investimenti nella rete di trasmissione, inclusi i dispositivi che permettono una gestione efficace delle variazioni di potenza attiva e reattiva.

1.2. Gas, carbone, petrolio e permessi di emissione

Il gas naturale pesa ancora come fonte di flessibilità

La trasformazione in atto nel parco di generazione elettrica in Svizzera e in Europa, seppure di portata strutturale, non è ancora riuscita a eliminare l'influsso dei combustibili fossili, e in particolare del gas naturale, sulla formazione dei prezzi dell'elettricità laddove queste fonti sono ancora usate. Nonostante la crescita delle rinnovabili abbia contribuito a spiazzare sia il gas sia il carbone, infatti, il load factor degli impianti a gas nelle ore di picco è cresciuto, a conferma dell'importanza rivestita da questa tecnologia come fonte flessibile, indispensabile per il bilanciamento di domanda e offerta (Figura 1.3). Il fatto che sui mercati day-ahead dell'elettricità tutte le quantità scambiate in ciascun intervallo di tempo siano valorizzate al prezzo dell'ultima offerta accettata fa sì che, specialmente nelle fasce orarie in cui la domanda contendibile è più alta, il prezzo delle offerte marginali, tipicamente presentate dagli impianti flessibili come i cicli combinati a gas, si applichi anche alle offerte di impianti che invece potrebbero produrre anche a prezzi molto inferiori. Questa tendenza è, ovviamente, particolarmente marcata nei paesi storicamente caratterizzati da un maggiore ricorso al gas naturale a fini di generazione: tra quelli rilevanti in questo Rapporto, il caso principale è l'Italia. Anche i paesi meno dipendenti dalla generazione a gas sul suolo nazionale, come la Svizzera, finiscono però per risentire di queste dinamiche di prezzo, a causa degli arbitraggi transfrontalieri effettuati dagli operatori della filiera elettrica.

Figura 1.3 – Variazione nel contributo delle principali tecnologie di generazione tra 2023 e 2024, in TWh (sinistra); variazione nel load factor degli impianti a gas nelle ore baseload e nelle ore peakload tra 2023 e 2024, in % (destra). I dati si riferiscono a UE-27 + Norvegia.



Energy market transformation challenge: As renewables expand and coal plants retire, electricity markets reduce gas reliance but remain exposed to price volatility when fossil fuels are needed.

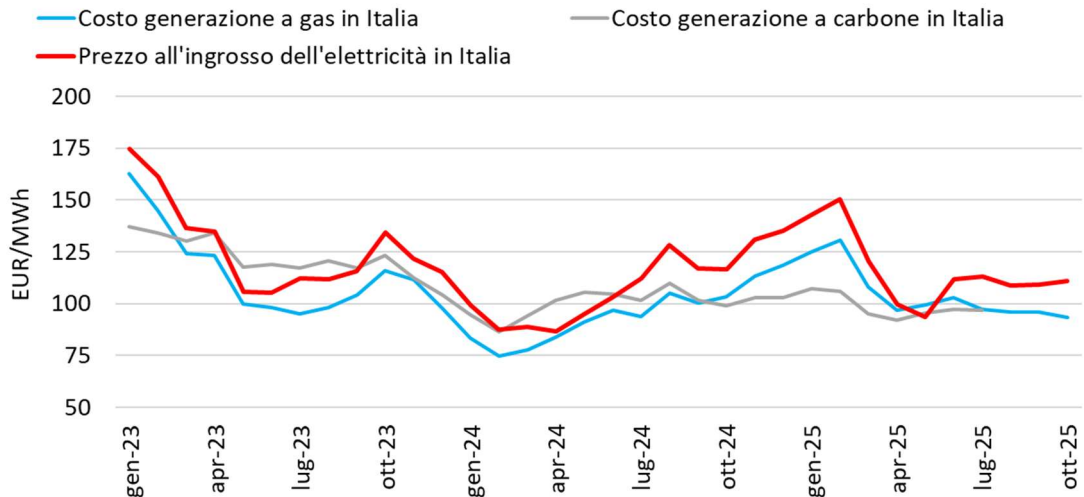
Fonte: ACER, 2025 (A)

Prezzi day-ahead dell'elettricità e costo della generazione termoelettrica: Italia vs Germania

In Italia, in effetti, anche il prezzo day-ahead dell'elettricità ha seguito da vicino il costo di generazione a gas, offrendo ai produttori un margine generalmente positivo e pari a poco più di 10 EUR/MWh (Figura 1.4). Il costo della generazione a carbone ha avuto un peso meno

rilevante, dato il ricorso limitato a questa fonte; il margine per i produttori a carbone sul mercato day-ahead è diventato stabilmente positivo soltanto a partire dalla seconda metà del 2024.

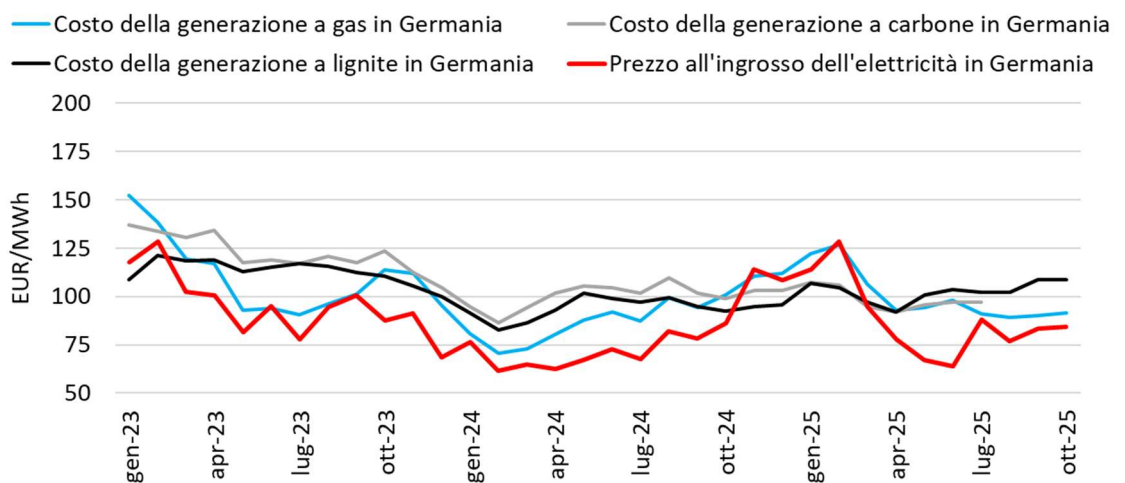
Figura 1.4 – Prezzo all'ingrosso dell'elettricità e costo della generazione a gas e a carbone in Italia



Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati GME, BCE, EEX

In Germania, invece, il legame tra costo della generazione a gas e prezzo all'ingrosso dell'elettricità è diventato sempre meno marcato nel corso del tempo. In effetti, nei quasi tre anni considerati (Figura 1.5), il confronto tra il prezzo day-ahead dell'elettricità e il costo di generazione a gas, carbone e lignite evidenzia margini per lo più negativi per tutti questi impianti, che restano verosimilmente redditizi soprattutto nei mercati infragiornalieri e di bilanciamento. Del resto, il mercato tedesco ha beneficiato, tra 2023 e 2025, di un maggiore apporto delle fonti rinnovabili rispetto all'Italia (idroelettrico e altre rinnovabili hanno contribuito al 54%-57% della produzione netta di elettricità in Germania, al 45%-50% in Italia) e di un minore ricorso al termoelettrico, in particolare se alimentato a gas naturale (il gas naturale ha contribuito al 15%-16% della produzione netta in Germania, al 42%-46% in Italia).

Figura 1.5 – Prezzo all'ingrosso dell'elettricità e costo della generazione a gas, carbone e lignite in Germania



Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati GME, Destatis, BCE, EEX

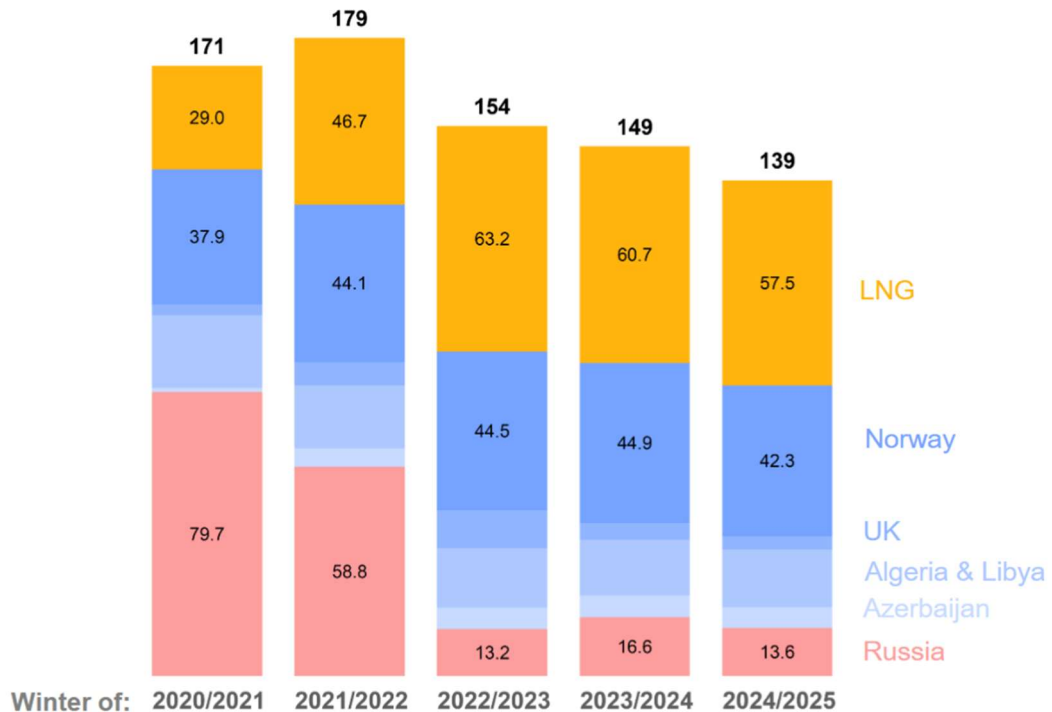
Alla luce del legame ancora presente tra prezzo all'ingrosso dell'elettricità e prezzi dei combustibili fossili, specialmente nelle fasi di picco della domanda, è utile commentare brevemente le principali tendenze osservate sui mercati europei del gas, del carbone e del petrolio, nonché naturalmente sul mercato dei permessi europei di emissione di gas serra.

Il gas naturale tra geopolitica e mercato

Esplorare le dinamiche del mercato del gas è particolarmente interessante, dal momento che, a partire dal 2022, la fase upstream della filiera ha attraversato in Europa una vera e propria rivoluzione, legata a eventi e scelte di natura geopolitica.

Dopo l'aggressione della Russia all'Ucraina a febbraio 2022 e la graduale interruzione di quasi tutte le forniture russe all'Unione Europea nella primavera dello stesso anno, a maggio 2022 la Commissione Europea ha varato il piano "REPower EU", finalizzato a garantire la sicurezza delle forniture di energia ai paesi membri e diminuire drasticamente la dipendenza da qualsiasi approvvigionamento di gas dalla Russia. Su impulso delle misure di emergenza adottate dalle istituzioni comunitarie, ma anche della necessità di garantire la copertura della domanda di gas ai consumatori europei, gli importatori di gas verso l'Europa sono riusciti a sostituire molto rapidamente le importazioni che tipicamente raggiungevano l'Europa dalla Russia, attraverso una robusta rete di gasdotti. La sostituzione è stata possibile grazie all'afflusso di quantità quasi analoghe di GNL trasportato via nave, di provenienza principalmente statunitense. Nell'inverno 2024/2025, in particolare, le forniture di gas russo, trasportate via Ucraina (fino a dicembre 2024) e via Turchia (rotta tuttora attiva, tramite il gasdotto Turkstream), hanno costituito meno del 10% del totale dei consumi dei paesi membri, un dato significativo se paragonato al quasi 47% dell'ultimo inverno prima della crisi gas (Figura 1.6).

Figura 1.6 – Importazioni di gas verso l'Unione Europea negli inverni da 2020 a 2025 per paese d'origine (miliardi di metri cubi)



Fonte: ACER, 2025 (B)

La fine delle importazioni dalla Russia

Nel corso del 2025, anche in conseguenza delle complesse negoziazioni sui dazi imposte dal presidente statunitense Trump, le istituzioni comunitarie si sono spinte oltre questo già ragguardevole obiettivo. A maggio 2025 la Commissione Europea ha infatti pubblicato una “Roadmap on ending Russian energy imports”, che ha poi raccolto in ottobre l’approvazione del Consiglio dell’Unione Europea, con la sola opposizione di Ungheria e Slovacchia. Il 3 dicembre 2025, il Parlamento Europeo e il Consiglio dell’Unione Europea hanno annunciato di aver raggiunto un accordo su una tabella di marcia vincolante per terminare completamente le importazioni di gas russo entro la fine del 2027, con una interruzione dapprima dei contratti di breve periodo per l’importazione di GNL (dal 25 aprile 2026) e gas da gasdotto (dal 17 giugno 2026), poi dei contratti di lungo periodo per l’importazione di GNL (dall’1 gennaio 2027) e infine per i contratti di lungo periodo per l’importazione di gas da gasdotto (30 settembre 2027 o 1 novembre 2027, se il livello di riempimento degli stoccaggi sarà giudicato insufficiente)⁴. Al contempo, l’Unione Europea si è impegnata a importare dagli Stati Uniti un valore pari a 750 miliardi di dollari di forniture di energia entro il 2028, come parziale contropartita di un sistema di dazi più favorevole rispetto ad altri paesi.

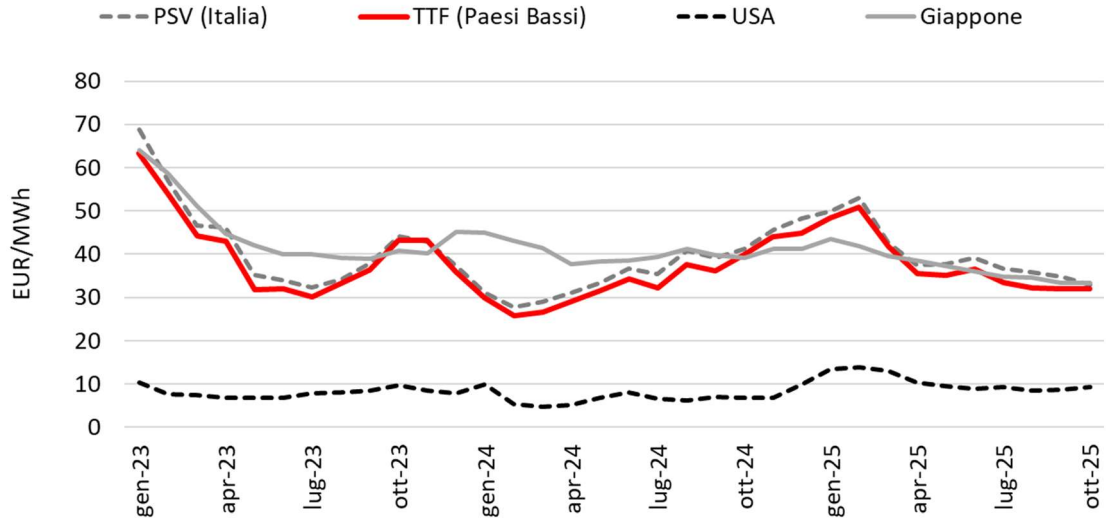
Questo cambiamento strutturale, di portata epocale se si pensa che i primi contratti di importazione di gas russo verso l’Europa risalgono all’inizio degli anni 1960, è un’arma a doppio taglio per le imprese e i consumatori europei, con conseguenze importanti sul fronte dei prezzi. Le forniture russe via gasdotto, seppur usate già in passato come arma di ricatto, hanno a lungo garantito all’Europa prezzi relativamente bassi e stabili nel contesto globale. Il GNL, invece, è stato finora scambiato a prezzi più alti, in conseguenza sia dei maggiori costi del trasporto via nave, sia della competizione a livello mondiale per queste forniture che, non essendo vincolate a un particolare tracciato, possono essere facilmente dirottate verso i terminali di rigassificazione in grado di garantire al venditore un profitto più elevato.

I prezzi del gas in Europa e la competizione sul mercato globale

Nel corso del 2024 e dei primi dieci mesi del 2025, in effetti, il prezzo del gas sul principale mercato europeo, l’olandese TTF, ha oscillato intorno al prezzo del GNL in Giappone, l’altro grande mercato per le esportazioni statunitensi di gas naturale via nave (Figura 1.7). Se prima della crisi gas le quotazioni al TTF si muovevano in un corridoio definito, al ribasso, dal prezzo del gas negli Stati Uniti, e al rialzo, dal prezzo del GNL in Giappone, ora appare chiaro che gli importatori europei, per assicurarsi forniture sufficienti a soddisfare la domanda, devono competere su un mercato globale, con tutti i rischi che ne conseguono in termini sia di livello delle quotazioni, sia di volatilità delle stesse (ACER, 2025 (D)).

⁴ <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2025/12/03/council-and-parliament-strike-a-deal-on-rules-to-phase-out-russian-gas-imports-for-an-energy-secure-and-independent-europe/>

Figura 1.7 – Prezzo a pronti del gas naturale su alcuni mercati all'ingrosso: Italia, Paesi Bassi, USA, Giappone



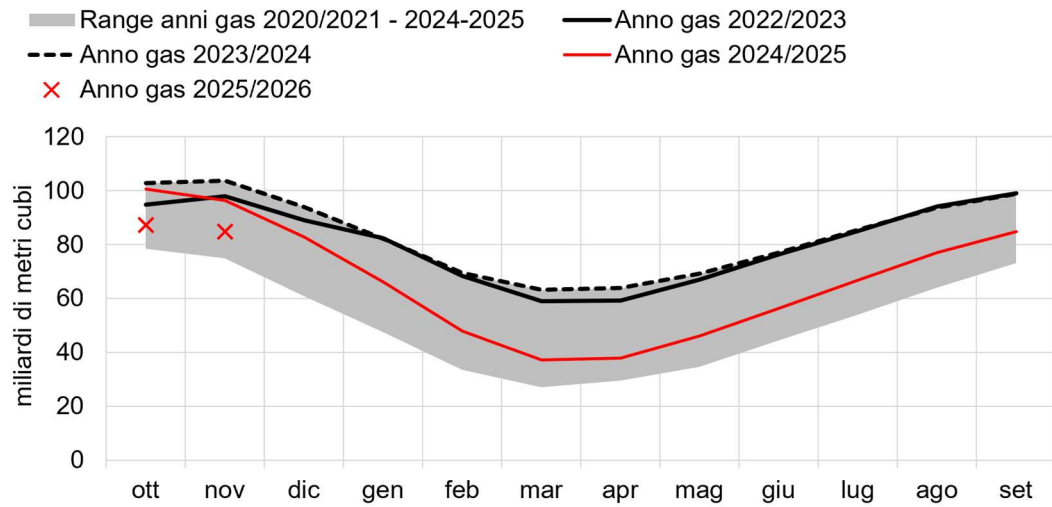
Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati GME, BCE, World Bank

Nel complesso, comunque, il prezzo del gas a pronti al TTF ha toccato un massimo di circa 48.4 EUR/MWh a gennaio 2025, per poi ridiscendere stabilmente sotto i 40 EUR/MWh a partire dal secondo trimestre. Il PSV italiano e gli altri mercati continentali, seppur caratterizzati da volumi degli scambi decisamente inferiori, hanno garantito un ragionevole grado di convergenza, con quotazioni tendenzialmente più basse nei paesi occidentali (Spagna, Regno Unito, Francia) e più alte in quelli meridionali (Italia) o orientali (Austria e mercati dell'Europa centrale e orientale), penalizzati da maggiori costi di trasporto. In media annua, il TTF olandese ha registrato un prezzo di 34.3 EUR/MWh nel 2024 (-15.9% rispetto al 2023) e 37.8 EUR/MWh nei primi dieci mesi del 2025 (+9.9% rispetto al 2024). Il PSV italiano si è invece attestato a 36.6 EUR/MWh nel 2024 (-15.0 EUR/MWh rispetto al 2023) e a 40.4 EUR/MWh nei primi dieci mesi del 2025 (+9.3% rispetto al 2024), con uno spread rispetto al TTF di circa 2.3 EUR/MWh, abbastanza in linea con i costi di trasporto del gas tra i due hub.

Lo svuotamento degli stoccaggi stagionali e la maggiore flessibilità nell'obbligo di riempimento

Guardando alle determinanti delle tendenze di prezzo, ACER, 2025 (B) rileva che l'aumento delle quotazioni nell'inverno 2024/2025 è stato legato anche a uno svuotamento più veloce del previsto dei siti di stoccaggio, che hanno raggiunto a fine inverno 2024/2025 un minimo del 34%, relativamente basso se paragonato ai due inverni successivi all'aggressione russa all'Ucraina. La necessità di ripristinare le scorte in vista dell'inverno 2025/2026, attraendo quantitativi sufficienti di gas via nave, ha contribuito a sostenere i prezzi europei del gas al livello di quelli giapponesi, nonostante la domanda estiva altrimenti piuttosto bassa (ACER, 2025 (C)).

Figura 1.8 – Livello di riempimento degli stoccaggi europei



Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati AGSI

D'altra parte, la prospettiva di costi molto elevati per il riempimento degli stoccaggi ha innescato un vivace dibattito sulla possibilità di rimuovere l'obbligo di riempimento al 90% entro il 1° novembre, un'indicazione introdotta nel pieno della crisi gas del 2022 (Regolamento (UE) 2022/1032, ACER, 2025 (B)). Nel corso dell'estate 2025, l'obbligo di riempimento è stato prorogato fino al 2027, introducendo però alcune misure di flessibilità che, tra l'altro, permettono agli importatori di raggiungere l'obiettivo di riempimento tra 1° ottobre e 1° dicembre, beneficiando di un margine fino al 15% in caso di condizioni di mercato particolarmente sfavorevoli per il riempimento⁵.

Questa maggiore flessibilità, unita a una domanda di gas stabile in Cina e in Giappone e all'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazione negli Stati Uniti, ha contribuito a calmierare i prezzi del gas in Europa nella seconda metà del 2025, lasciando buone prospettive di stabilità per i mesi restanti fino alla fine dell'anno solare (ACER, 2025 (D)).

Stabilità e prezzi in calo anche sui mercati del carbone e del petrolio

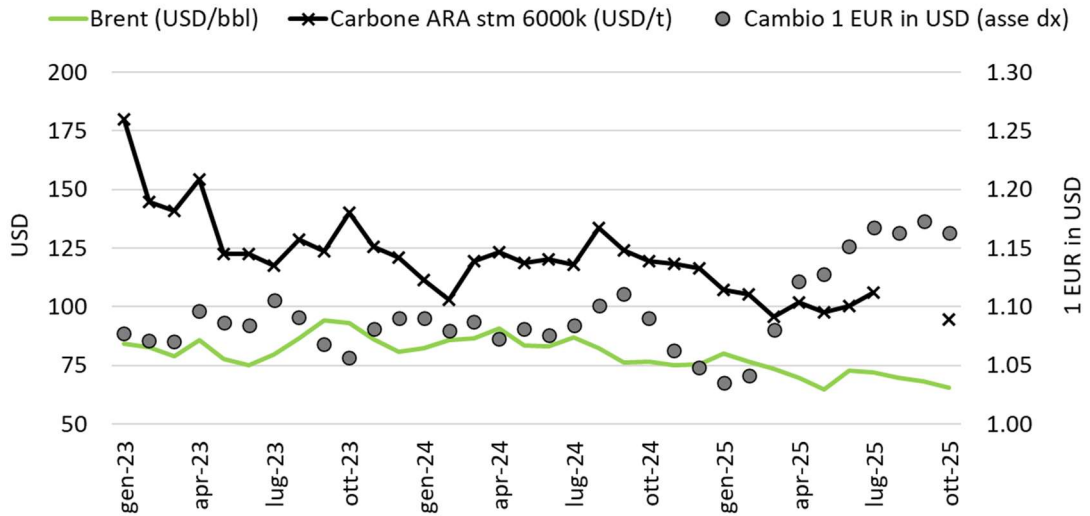
La prospettiva di prezzi stabili su livelli relativamente modesti per la fine del 2025 si estende anche agli altri due combustibili fossili, cioè il carbone e il petrolio.

Dopo i massimi toccati nel corso del 2022, le quotazioni di entrambe le commodity hanno intrapreso una traiettoria in leggera discesa, probabilmente legata anche al rallentamento osservato nell'economia globale (Figura 1.9). Il carbone si è attestato a 118.9 USD/t nel 2024 (-2.1% rispetto al 2023) e 102.0 USD/t nei primi sei mesi del 2025, con un ulteriore calo a 94.6 USD/t nel mese di ottobre. Il petrolio, invece, complice l'azione stabilizzatrice dei paesi OPEC+, si è attestato a 82.0 USD/bbl nel 2024 (-2.1% rispetto al 2023) e 71.2 USD/bbl nei primi dieci mesi del 2025 (-13.3% rispetto al 2024).

Il rafforzamento dell'euro sul dollaro statunitense, passato da 1.08 USD per 1 EUR del 2023 e 2024 ai 1.12 USD per 1 EUR dei primi dieci mesi del 2025, ha contribuito a ridurre ulteriormente il costo di petrolio e carbone per i consumatori europei.

⁵ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2025/07/18/gas-storage-council-greenlights-2-year-extension-of-reserves-filling-rules-to-safeguard-winter-supply/>.

Figura 1.9 – Quotazioni a pronti del petrolio (Brent) e del carbone e tasso di cambio EUR/USD

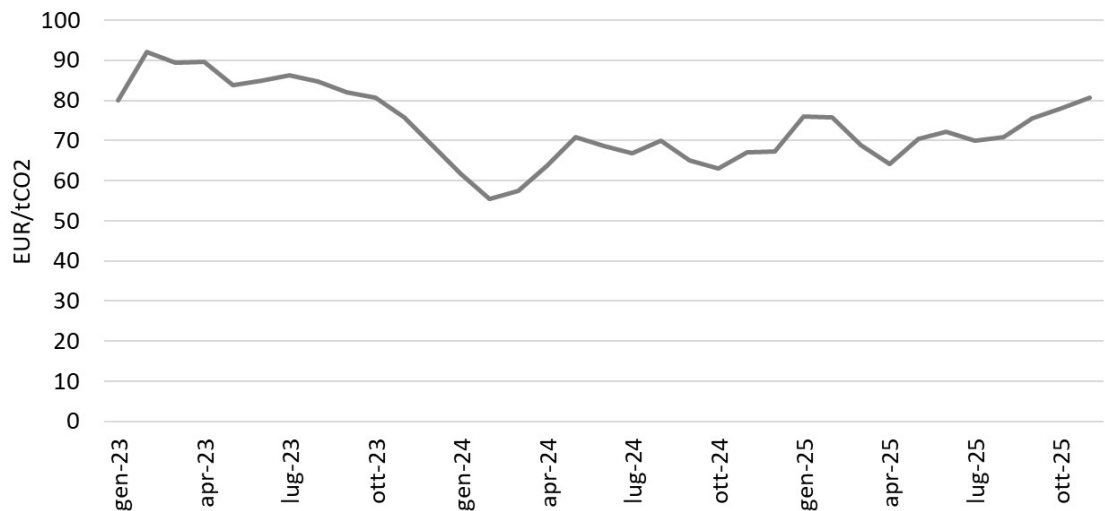


Fonte: GME, BCE; quotazioni del carbone mancanti per settembre e ottobre 2025

Il lento recupero dei permessi di emissione

L'ultimo elemento in grado di influire sul costo di generazione degli impianti termoelettrici e, di conseguenza, sul prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso è il prezzo dei permessi europei di emissione di gas serra (European Union Allowances, EUA). Anche in questo caso, dopo i massimi toccati nel periodo della crisi gas per via della necessità di sostituire il gas con il più inquinante carbone, le quotazioni sono scese verso un minimo di 54.3 EUR/tCO₂eq. nel primo trimestre 2024 (Figura 1.10). Da quel momento, però, i permessi hanno visto un lento ma costante recupero, fino a chiudere il 2024 a 67.2 EUR/tCO₂eq., con una media annua di 66.0 EUR/tCO₂eq., e a superare il muro degli 80 EUR/tCO₂eq. a novembre 2025, con una media nei primi undici mesi dell'anno di 72.9 EUR/tCO₂eq.

Figura 1.10 – Quotazioni medie mensili dei permessi europei di emissione di gas serra (EUA)



Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati EEX

2. Politiche e politica per l'energia e il clima

La fine del 2024 e il 2025 sono stati caratterizzati, per la Svizzera e per l'Europa, da due tendenze: da un lato un peso sempre maggiore delle questioni geopolitiche nel determinare le tendenze sui mercati dell'energia su alcune scelte di politica energetica, dall'altro una sorta di rimbalzo nelle preferenze elettorali e politiche della popolazione, dopo alcuni anni di generale consenso verso le politiche per la sostenibilità.

Geopolitica, mercati e politiche per l'energia: l'era dell'incertezza

Sotto il profilo della geopolitica, dopo tre anni di tensioni alle porte dell'Europa, con la guerra tra Russia e Ucraina e della conseguente crisi gas e con la reazione militare di Israele a Gaza e dalla grave crisi umanitaria che ne è derivata, a novembre 2024 si è materializzato un ulteriore elemento di incertezza, con l'elezione di Donald Trump alla presidenza degli Stati Uniti.

Il 2025 ha visto purtroppo l'intensificarsi dei conflitti in corso in Ucraina e nella Striscia di Gaza e, nel caso del presidente Trump, ha confermato i timori iniziali. Nel primo anno del suo secondo mandato, infatti, Trump ha annunciato e adottato pesanti dazi, spesso fissati in maniera arbitraria, sulle importazioni verso gli Stati Uniti, innescando forti tensioni sul piano degli scambi internazionali. Di fronte alle gravi crisi belliche e umanitarie in atto, inoltre, ha adottato un approccio poco rispettoso della tradizione del multilateralismo, nonostante la complessità delle diverse situazioni di crisi e la molteplicità degli attori coinvolti.

L'Unione Europea e la Svizzera si sono trovate esposte a queste gravi incertezze e hanno reagito cercando da un lato di mediare, dall'altro di unire le forze per portare avanti la propria agenda di politica energetica, smussando alcuni aspetti tra quelli più controversi.

Dall'“onda verde” all'erosione del consenso

Sotto il profilo delle tendenze politiche ed elettorali, lo spostamento degli equilibri in alcune elezioni nazionali e per il Parlamento Europeo nel 2024, l'entrata in carica della nuova Commissione Europea a fine 2024 e, in generale, il tono del dibattito pubblico in Svizzera e in Europa hanno evidenziato una certa propensione a riconsiderare alcuni dei piani annunciati per la decarbonizzazione e, in Svizzera, l'abbandono della fonte nucleare, dopo anni di generale consenso verso le politiche di contrasto al cambiamento climatico e di sostegno alle fonti rinnovabili. Negli Stati Uniti questa tendenza si è manifestata in modo ancora più estremo, con la firma di un ordine esecutivo del neo-eletto presidente Trump che, il 20 gennaio 2025, ha ritirato l'adesione del proprio paese all'Accordo di Parigi⁶ (EPRS, 2025).

In Svizzera e in Europa si è inoltre confermata, anche nel 2025, l'importanza di assicurare un consenso politico alla transizione verde non solo a livello nazionale o comunitario, ma anche a livello locale. L'opposizione delle comunità locali alle nuove infrastrutture (impianti di generazione, ma anche reti di trasmissione e sistemi di accumulo) continua infatti a rappresentare una sfida e a rallentare l'implementazione dei piani di investimento prefissati. Sviluppare strumenti di pianificazione in grado di considerare le istanze delle comunità locali, assicurando giustizia procedurale e distributiva a tutte le cittadine e i cittadini, è complesso, ma fondamentale per evitare che il dissenso a livello locale salga di livello, mettendo a rischio l'accettazione politica della transizione energetica a livello regionale e nazionale.

2.1. Politiche per l'energia e il clima a livello globale

Nello scenario globale, come anticipato il 2025 è stato caratterizzato da una sorta di rimbalzo verso posizioni più conservatrici, sotto il profilo delle politiche energetiche e climatiche. Se il riscaldamento globale continua a essere motivo di estrema preoccupazione, si comincia tuttavia a intravedere uno spiraglio di speranza, grazie ai notevoli miglioramenti conseguiti

⁶ È importante segnalare che il ritiro di un paese dall'Accordo di Parigi diventa effettivo un anno dopo la notifica; Trump ha però affermato che gli Stati Uniti considerano questa decisione come immediatamente valida.

dalle fonti rinnovabili sotto il profilo dei costi e, di conseguenza, della convenienza delle tecnologie a basse emissioni rispetto a quelle tradizionali.

Gli Stati Uniti escono dall'Accordo di Parigi

Come anticipato, l'anno si è aperto, il 20 gennaio 2025, con la dichiarazione del presidente statunitense Trump di voler ritirare il proprio paese dall'Accordo di Parigi. Anche se il ritiro diventerà effettivo soltanto un anno dopo il suo annuncio all'ufficio competente, l'annuncio ha segnalato chiaramente un cambiamento di rotta e il desiderio del nuovo presidente di sostenere maggiormente l'industria fossile statunitense, riducendo al contempo il supporto agli enti che si occupano di monitorare e comunicare il tema del riscaldamento globale.

Il presidente Trump ha inoltre sostenuto anche le ambizioni di esportazione dell'industria fossile statunitense, ricercando esplicitamente un maggiore impegno dei paesi dell'Unione Europea ad aumentare ulteriormente le importazioni di gas naturale via nave.

OPEC e OPEC+ scommettono su una domanda di petrolio in crescita

Allo stesso tempo i paesi membri di OPEC, l'organizzazione dei maggiori paesi produttori di petrolio, e OPEC+, un gruppo più esteso che include altri paesi con quote di mercato molto rilevanti, hanno annunciato e mantenuto per tutto il 2025 un livello di produzione tale da sostenere i prezzi del petrolio su un livello adatto sia a garantire margini convenienti, sia a sostenere la domanda in un contesto economico incerto. La posizione ufficiale di OPEC, anche guardando all'anno 2026, è che la domanda di idrocarburi, in particolare di petrolio, sia destinata a crescere. Per questo motivo, l'organizzazione ha espresso la volontà di continuare a investire in nuova capacità di produzione e di trasporto.

La Cina diventa leader globale della transizione energetica

A fare da contrappeso a queste tendenze ci sono la posizione della Cina e, soprattutto, gli sviluppi della transizione energetica in questo enorme paese. Nel 2020 la Repubblica Popolare Cinese aveva annunciato il proprio "obiettivo duale sul carbonio": raggiungere il picco di emissioni climalteranti entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2060 – con un ritardo di dieci anni sulla data prevista, a livello globale, nell'Accordo di Parigi. Nei fatti, però, la Cina sembra aver raggiunto i propri obiettivi con alcuni anni di anticipo: il picco di emissioni è stato toccato nel 2023 e gli obiettivi al 2030 sulla penetrazione delle energie rinnovabili⁷ sono stati raggiunti tra 2024 e 2025, con una quota del 30% del totale mondiale degli investimenti nelle energie rinnovabili effettuata nel territorio cinese.

Alla vigilia della conferenza sul clima COP30, il premier cinese Xi Jinping ha addirittura annunciato l'impegno della Cina a tagliare le proprie emissioni del 7%-10% rispetto al picco entro il 2030. Questa posizione, che può sembrare poco ambiziosa se paragonata agli impegni di riduzione di altri paesi o blocchi di paesi, rappresenta però un cambiamento epocale, se si considera che fino a pochi anni fa la posizione cinese era che il contrasto al cambiamento climatico fosse troppo costoso per la Cina e che i paesi responsabili delle maggiori emissioni in passato dovessero agire per primi⁸.

Il cambiamento di paradigma in corso in Cina è legato a importanti investimenti nell'elettrificazione e nelle reti elettriche, ma soprattutto al potente stimolo concesso all'industria fotovoltaica, che oggi sembra quasi aver raggiunto un eccesso di capacità produttiva rispetto alle pur voraci necessità del mercato nazionale⁹. Questa capacità produttiva è andata però anche a beneficio degli importatori del Sud globale, che possono beneficiare di tecnologie a un costo accessibile sia per decarbonizzare la propria economia, sia per garantire l'accesso all'elettricità a categorie sociali o distretti geografici che prima ne erano privi.

⁷ <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025/executive-summary>.

⁸ The Economist, 3 novembre 2025: The world's renewable-energy superpower - China's moment for climate leadership has arrived.

⁹ The Economist, 3 novembre 2025: How China sparked a rooftop solar revolution in Pakistan - It is a test case for the green transition in the Global South.

COP30: a dieci anni dall'Accordo di Parigi, la conferenza porta risultati inferiori alle aspettative

Nonostante i successi della Cina, il rinnovo dell'impegno ambientalista di singoli paesi o gruppi di paesi, e il successo delle energie rinnovabili sotto il profilo economico e tecnologico, il 2025 si avvia alla chiusura con un altro segnale di pessimismo sul piano politico: il fallimento della COP30, l'edizione 2025 della conferenza ONU sul cambiamento climatico.

La conferenza si è tenuta a metà novembre nella città brasiliana di Belém, alle porte della foresta amazzonica, un luogo di alto valore ecologico e simbolico che avrebbe dovuto facilitare una riflessione non solo sul tema del riscaldamento globale ma anche sul problema, strettamente connesso, della deforestazione.

Nel corso della conferenza, però, si sono evidenziate alcune gravi criticità, che testimoniano la difficoltà politica e pratica di procedere verso l'obiettivo di un clima sotto controllo, come previsto dall'Accordo di Parigi stipulato esattamente dieci anni prima:

- A ridosso della conferenza, il rapporto sul gap di emissioni pubblicato dal Programma Onu per l'Ambiente (UN Environment Programme, UNEP) ha evidenziato come l'obiettivo di contenere il riscaldamento globale entro i +1.5°C rispetto all'epoca pre industriale sia ormai fuori dalla nostra portata, data la concentrazione di gas serra nell'atmosfera. Gli scenari più aggiornati sulle emissioni climalteranti collocano il mondo su una traiettoria compresa tra +2°C e +3°C, con costi molto maggiori in termini di impatto ecologico e sociale del riscaldamento globale,
- La pressione dei paesi produttori di idrocarburi ha fatto sì che la conferenza si sia chiusa senza una roadmap esplicita per l'uscita dai combustibili fossili, che era tra i risultati attesi ed era caldeggiata, in Europa, sia dall'Unione Europea, sia dalla Svizzera. Al posto della roadmap sono stati prodotti soltanto degli impegni su base volontaria;
- Non vi è stato inoltre alcun accordo circa i fondi per l'adattamento climatico da destinare al Sud globale – il cosiddetto G77, che raccoglie molti paesi di Africa, America Latina e Asia,
- Similmente, non vi è stata alcuna dichiarazione ufficiale sul tema del contenimento della deforestazione, che causa pesanti conseguenze sugli ecosistemi e sulla capacità del pianeta di assorbire i gas serra,
- In ultimo, non è stata presa alcuna decisione circa la richiesta ai paesi firmatari dell'Accordo di Parigi di rivedere e aggiornare con maggiore frequenza i propri piani di contenimento delle emissioni, ora pubblicati ogni cinque anni.

Gli osservatori con una più spiccata sensibilità ecologista hanno dunque espresso forte frustrazione per l'esito della COP30. Il risultato inferiore alle attese non impedisce, naturalmente, l'azione individuale dei singoli stati nella mitigazione del riscaldamento globale, ma lascia irrisolto il nodo dell'assenza di un impegno internazionale concreto e vincolante.

2.2. Politiche per il clima e l'energia in Europa

Le tendenze osservate nello scenario globale hanno avuto, naturalmente, delle conseguenze sul dibattito pubblico in Europa e in Svizzera, talora spingendo verso un'azione più concreta e coesa a livello continentale, altre volte legittimando un parziale ridimensionamento dei piani originariamente annunciati.

L'accordo Svizzera – Unione Europea in materia di energia

Un primo risultato positivo raggiunto nel 2025, forse anche come reazione alle crisi che si dispiegano alle porte dell'Europa, è stato l'avvicinamento delle posizioni circa l'accordo tra Svizzera e Unione Europea in materia di energia, inquadrato all'interno degli accordi "Bilaterali III". La discussione sui Bilaterali III, che dovrebbero disciplinare le relazioni tra Svizzera e Unione Europea su diversi temi di grande rilevanza, si protrae da più di dieci anni e ha attraversato numerose fasi di stallo. Il 2025 sembra però precludere a una conclusione positiva, come testimoniato sia dall'annuncio di un accordo politico tra i delegati svizzeri e comunitari,

sia dall'annuncio, a dicembre 2025, di un esito felice della consultazione da parte del Consiglio Federale¹⁰.

Il pacchetto relativo all'energia elettrica all'interno degli accordi Bilaterali III (Consiglio Federale, 2025) prevede una piena integrazione del mercato svizzero con il mercato interno europeo, con la possibilità per entrambe le parti di sfruttare in maniera più efficiente le reti internazionali di trasmissione, la tutela delle forniture alla Svizzera in caso di rischi per la sicurezza delle forniture sul continente, una maggiore cooperazione per il sostegno alle fonti rinnovabili, incluso il riconoscimento reciproco delle garanzie d'origine, e infine una maggiore cooperazione anche nei settori innovativi dell'idrogeno e dei gas rinnovabili. La Svizzera conserva la possibilità di gestire sia le proprie capacità di riserva sul suolo nazionale, sia i canoni d'acqua degli impianti idroelettrici e le concessioni per gli impianti idroelettrici stessi; potrà inoltre continuare a mantenere in mani pubbliche la proprietà delle aziende energetiche. D'altro canto, la Confederazione si impegna a completare la liberalizzazione del mercato retail, ammettendo la possibilità di cambiare fornitore anche per i consumatori con prelievi inferiori a 100 MWh/anno. Per questi consumatori resta ferma la possibilità di beneficiare di una tariffa regolata, simile a quella attualmente in vigore per il servizio universale e in grado di offrire una certa tutela nella fase iniziale di apertura alla concorrenza.

Il giudizio degli operatori del settore elettrico, che da anni sottolineavano la necessità di un accordo, è per ora molto positivo, soprattutto sotto il profilo dei miglioramenti di efficienza attesi dalla piena integrazione dei mercati all'ingrosso e sotto il profilo della sicurezza delle forniture¹¹. Alcune associazioni e una parte della politica hanno espresso però preoccupazione per la prospettiva di una piena liberalizzazione del mercato retail, evidenziando come i prezzi per i consumatori finali siano in realtà aumentati dopo la prima, parziale apertura del mercato (ASP, 2025).

Le iniziative della Commissione Europea: “Pacchetto reti” e “Energy Highways”

Una delle implicazioni di una più stretta collaborazione tra Svizzera ed Unione Europea in materia di energia è la maggiore possibilità, per la Svizzera, di avere voce nelle decisioni strategiche assunte in Europa, in particolare per quanto riguarda le infrastrutture internazionali per il trasporto dell'elettricità e, in prospettiva, dell'idrogeno e dei gas decarbonizzati.

Questo punto è particolarmente importante alla luce dell'annuncio, da parte della Commissione Europea, del lancio di un “Pacchetto reti” e dell'iniziativa “Energy Highways”, anticipati nel rapporto sullo Stato dell'Unione Energetica (European Commission, 2025 (A)) presentato a novembre 2025 e poi ufficialmente pubblicati il 10 dicembre 2025.

Con questo pacchetto di iniziative legislative, la Commissione guidata da Ursula Von Der Leyen intende rispondere a due delle sfide con cui l'Unione Europea si confronta: da un lato il costo dell'energia, in particolare per le imprese¹², dall'altro la necessità di realizzare un mercato energetico pienamente integrato, non solo in conformità agli obiettivi del 15% di interconnessione entro il 2030, ma anche e soprattutto in risposta alle esigenze di efficienza e sicurezza rese imperative dalla proliferazione delle fonti rinnovabili intermittenti (European Commission, 2025 (B)).

Le azioni proposte dalla Commissione Europea consistono in:

- Un miglioramento della pianificazione su scala europea delle infrastrutture di interconnessione, valorizzando gli input dei singoli stati membri, introducendo un ruolo più forte delle associazioni di categoria dei gestori di rete (ENTSO-E per l'elettricità, ENTSO-G per il gas, ENNOH per l'idrogeno) e considerando in maniera organica le sinergie tra diversi settori. In questo scenario, la Commissione Europea si propone di

¹⁰ <https://www.eda.admin.ch/eda/it/dfae/dfae/aktuell/newsuebersicht/newsticker/europa.html>.

¹¹ Per esempio: Swissgrid: <https://www.swissgrid.ch/it/home/newsroom/newsfeed/20251023-01.html>; VSE: <https://www.strom.ch/it/notizie/aes-sostiene-laccordo-sullenergia-elettrica-ma-respinge-il-progetto-di-attuazione-livello-nazionale> Economiesuisse: <https://www.swissgrid.ch/it/home/newsroom/newsfeed/20251023-01.html>

¹² European Commission, 2025 (B) evidenzia come i prezzi al dettaglio dell'elettricità in Europa siano 2-3 volte più alti rispetto a quelli degli USA, doppi rispetto a quelli cinesi, e 1.2 volte più alti rispetto a quelli del Giappone, con importanti conseguenze soprattutto in termini di competitività delle imprese europee.

assumere un ruolo più incisivo per il “gap filling”, cioè per avviare il dialogo nei casi in cui si sia evidenziata la necessità di una interconnessione, ma manchino ancora dei progetti corrispondenti,

- Una migliore suddivisione tra paesi dei costi delle nuove infrastrutture, con un duplice obiettivo: da un lato riflettere in maniera più accurata ed equa i risultati di analisi costi-benefici realizzate a livello transfrontaliero secondo principi condivisi, dall'altro permettere di usare una parte delle rendite di congestione delle infrastrutture esistenti per agevolare la realizzazione delle nuove infrastrutture classificate come “Progetti di Interesse Comune”,
- Una maggiore attenzione al ruolo delle nuove tecnologie, in particolare per la realizzazione di reti intelligenti,
- Una maggiore efficienza e inclusività nella fase autorizzativa delle nuove infrastrutture di rete (“permitting”), che consenta sia di accorciare i tempi di realizzazione, sia di dar voce alle istanze delle comunità locali, lasciando sul territorio una quota maggiore dei benefici, anche economici, generati dalle singole infrastrutture. Un tassello delicato di questa azione è la volontà di “conciliare le esigenze di tutela della biodiversità con la rapida realizzazione di un sistema energetico pulito”, un punto che potrebbe far drizzare le orecchie alle persone e agli enti più sensibili alla tutela degli ecosistemi.

Queste misure dovrebbero favorire una più rapida realizzazione delle “Energy Highways” (Figura 2.1Figura 2.1 – Mappa delle otto “Energy Highways”), un insieme di progetti infrastrutturali che già godono dello status di Progetti di Interesse Comune, ma sono ritenuti meritevoli di una priorità ancora più marcata.

Figura 2.1 – Mappa delle otto “Energy Highways”



Fonte: European Commission, 2025 (B)

In concreto, il pacchetto pubblicato dalla Commissione Europea è il primo passo verso la modifica della normativa comunitaria sulle TEN-E (Trans-European Energy Infrastructures) e sul permitting dei progetti infrastrutturali. Il processo verso l'approvazione di queste proposte legislative richiederà probabilmente alcuni anni, per consentire al Parlamento Europeo, al Consiglio dell'Unione Europea e alla Commissione Europea, le tre parti coinvolte nel processo legislativo dell'Unione Europea, di raggiungere un accordo solido e soddisfacente.

Dal punto di vista della Svizzera questo pacchetto di iniziative legislative, nato con l'obiettivo di proporre l'efficienza e la sostenibilità del mercato interno dell'energia, è un'opportunità interessante, che richiede però di assumere un ruolo proattivo verso le istituzioni europee coinvolte, nei limiti consentiti dallo status extra-comunitario della Confederazione. L'inazione implica infatti il rischio che la Svizzera venga aggirata nella pianificazione, perdendo il suo ruolo centrale nel connettere est ed ovest, nord e sud dell'Europa, con i benefici che ne conseguono anche per il mercato nazionale. In questo senso, i progressi nel dibattito sugli accordi tra Svizzera ed Unione Europea, in particolare nel settore energetico, sono particolarmente importanti.

Nel complesso, i progressi verso gli accordi Bilaterali III e il lancio del "Pacchetto Reti" testimoniano la volontà di rilanciare un progetto continentale di cooperazione e transizione ecologica, anche se, per certi versi, ridimensionato rispetto alle ambizioni di pochi anni fa.

L'accordo provvisorio sull'obiettivo di riduzione delle emissioni al 2040

Anche l'accordo provvisorio raggiunto da Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea sugli obiettivi di contenimento delle emissioni climalteranti si può inquadrare nello stesso contesto. Il 10 dicembre 2025, infatti, le due istituzioni hanno annunciato di aver raggiunto un accordo circa l'obiettivo di riduzione delle emissioni entro il 2040 proposto dalla Commissione Europea, conformemente alla Legge sul clima (Regolamento (UE) 2021/1119). I due co-legislatori hanno confermato l'obiettivo di un taglio del -90% entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990, proposto dalla Commissione Europea, ma si sono anche espressi a favore della possibilità di usare fino al 5% di crediti di carbonio conseguiti fuori dall'Unione Europea, in linea con l'esigenza di una maggiore flessibilità espressa da alcuni stakeholder¹³. L'Unione Europea, dunque, continua a impegnarsi nella transizione energetica, ma apre a un piccolo compromesso per non ipotecare il consenso degli elettori e delle categorie produttive.

È interessante segnalare che, stando ai dati preliminari per il 2024, l'Unione Europea è in linea con l'obiettivo di riduzione del -55% al 2030 previsto nella Legge sul clima, ma deve ancora realizzare investimenti sostanziali sia per raggiungere l'obiettivo di un 42.5% di energie rinnovabili sul consumo totale di energia primaria, sia per conseguire, grazie a misure di efficienza energetica, una riduzione corposa dei consumi di energia primaria (European Commission, 2025 (A); European Commission, 2025 (B)).

Verso un ritorno del nucleare?

Un altro tema su cui Svizzera e istituzioni comunitarie sembrano procedere allineate è un parziale ripensamento delle posizioni ostili all'energia nucleare.

In Svizzera il divieto di costruzione di nuove centrali nucleari e la scelta di mantenere in funzione le centrali esistenti è uno dei punti cardine della Strategia Energetica 2050, approvata tramite referendum e diventata operativa nel 2018. L'Unione Europea non ha mai espresso una posizione negativa sul nucleare, ampiamente usato da diversi stati membri, ma ha risentito per alcuni anni della scelta di alcuni stati membri, tra cui la Germania, di abbandonare questa tecnologia.

A marzo 2024, invece, in Svizzera è stata annunciata la riuscita dell'iniziativa popolare "Stop ai blackout"¹⁴ che, oltre a proporre una ridefinizione delle competenze tra Comuni, Cantoni e Confederazione in materia di sicurezza dell'approvvigionamento di energia, chiede anche la rimozione del divieto di costruire nuove centrali nucleari. Di fronte alla prospettiva del voto, ad agosto 2025 il Consiglio Federale ha raccomandato di respingere l'iniziativa, ma ha anche pubblicato un controprogetto indiretto che prevede la rimozione del divieto di costruire nuove centrali nucleari¹⁵. Il controprogetto è ancora in fase di valutazione nel Parlamento e la data del referendum non è imminente. È importante però evidenziare che la posizione del Consiglio Federale, se da un lato accoglie la spinta verso la neutralità tecnologica introdotta dall'iniziativa, dall'altro non si traduce né nell'invito a realizzare nuove centrali, né

¹³ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2025/12/10/2040-climate-target-council-and-parliament-agreement-a-90-emissions-reduction/>

¹⁴ Iniziativa popolare federale 'Energia elettrica in ogni tempo per tutti (Stop al blackout)'.

¹⁵ <https://www.news.admin.ch/it/newnsb/GIECKzWVs6ZX6W1ba4i6X>.

nell'istituzione di meccanismi di supporto finanziario dedicati a questo obiettivo. Il Consiglio Federale continua infatti a sostenere le fonti energetiche rinnovabili come principale strategia per la mitigazione del cambiamento climatico, ed evidenzia la necessità di non ritardare l'azione con il pretesto dell'aspettativa di nuove centrali nucleari in un futuro non troppo vicino. Nell'Unione Europea, invece, la Commissione Europea ha pubblicato a giugno 2025 il suo ottavo "Nuclear Illustrative Programme", un documento che analizza il ruolo del nucleare negli scenari energetici di lungo periodo a livello comunitario. In questo documento il nucleare gioca ancora un ruolo di primo piano, con una capacità installata totale di 109 GW al 2050 e una richiesta di investimento stimata in circa 241 miliardi di euro, di cui 36 miliardi per i reattori esistenti e 205 per ipotetici nuovi reattori (European Commission, 2025 (A)). In questo contesto, i progressi dei piccoli reattori modulari e le aspettative circa la fusione nucleare, alimentate dagli avanzamenti del progetto ITER, possono aver giocato un ruolo, proponendo la visione di un nucleare meno impattante e meno rischioso rispetto agli impianti fino alla terza generazione. Non è chiaro però quando queste nuove tecnologie saranno effettivamente disponibili su scala commerciale, neppure nel caso dei piccoli reattori modulari, su cui alcuni settori industriali ripongono molte aspettative.

2.3. Focus sulla Svizzera: l'equità nella transizione energetica alla prova dei referendum

Oltre ai temi già toccati, il dibattito pubblico in Svizzera si è concentrato nel 2025 su alcuni aspetti connessi al finanziamento della transizione energetica e ai costi del cambiamento climatico.

Respinta l'"Iniziativa per il futuro"

A fine novembre 2025, infatti, le cittadine e i cittadini svizzeri hanno bocciato con un risultato schiacciante (78.3% in Svizzera, 79.4% in Ticino) l'iniziativa popolare federale "Per una politica climatica sociale finanziata in modo fiscalmente equo (Iniziativa per il futuro)", proposta dalla Gioventù Socialista (GISO). Questa chiedeva di modificare la Costituzione federale per prevedere che le successioni di patrimoni superiori a 50 milioni di franchi venissero tassate al 50%; il gettito così ottenuto avrebbe dovuto essere usato "per combattere la crisi climatica in modo socialmente equo e per apportare all'economia nel suo complesso la trasformazione necessaria a tal fine". Il voto popolare, allineato con la raccomandazione del Consiglio Federale, ha evidenziato sia una generale ostilità verso misure fiscali più gravose, sia soprattutto i timori di una fuga dei grandi patrimoni dalla Svizzera e di effetti economici avversi sulle piccole e medie imprese elvetiche nella fase di passaggio generazionale.

L'"Iniziativa per un fondo per il clima" in votazione a marzo 2026

A marzo 2026, invece, si voterà invece sull'iniziativa popolare federale "Per una politica energetica e climatica equa: investire per la prosperità, il lavoro e l'ambiente (Iniziativa per un fondo per il clima)", promossa in particolare dai Verdi. L'iniziativa chiede che il contrasto al cambiamento climatico sia finanziato in modo "socialmente equo". La modalità suggerita dai promotori è la creazione di un "fondo per il clima", alimentato dal bilancio federale, di ammontare compreso tra lo 0.5% e l'1% del prodotto interno lordo della Svizzera e svincolato dalle misure per il contenimento dell'indebitamento della Confederazione.

L'intenzione del comitato promotore è mettere a disposizione della sfida della mitigazione le maggiori risorse possibili, evitando di gravare sulle fasce sociali più deboli. La posizione del Consiglio Federale è però negativa: secondo il governo, infatti, le risorse già stanziare sarebbero sufficienti a raggiungere l'obiettivo della neutralità climatica al 2050. Un eccessivo finanziamento pubblico rischierebbe inoltre di spiazzare l'investimento privato, che invece, secondo il Consiglio Federale, è altrettanto utile e necessario.

Una transizione energetica credibile, ma anche socialmente equa

Le due votazioni continuano la tradizione svizzera di una forte partecipazione popolare, in positivo o in negativo, su temi legati all'ecologia. Per citare solo gli anni recenti, è sufficiente

pensare alla bocciatura della legge sul CO2 (2022), all'approvazione della Legge sul clima, proposta come controprogetto indiretto all'iniziativa sui ghiacciai (2023), e al rigetto dell'iniziativa sulla biodiversità (2024), tutti quesiti strettamente legati alla politica energetica e climatica della Confederazione.

Anche se il tema, nel caso delle due iniziative descritte in questo paragrafo, è relativo agli aspetti distributivi delle politiche di contenimento delle emissioni e non al contenuto delle politiche stesse, è importante evidenziare come anche il problema dell'equità sociale nella distribuzione di costi e benefici della transizione sia in grado di catalizzare l'attenzione delle elettrici e degli elettori, in questo caso soprattutto nei segmenti più giovani o più progressisti della società.

3. Uno sguardo al 2026

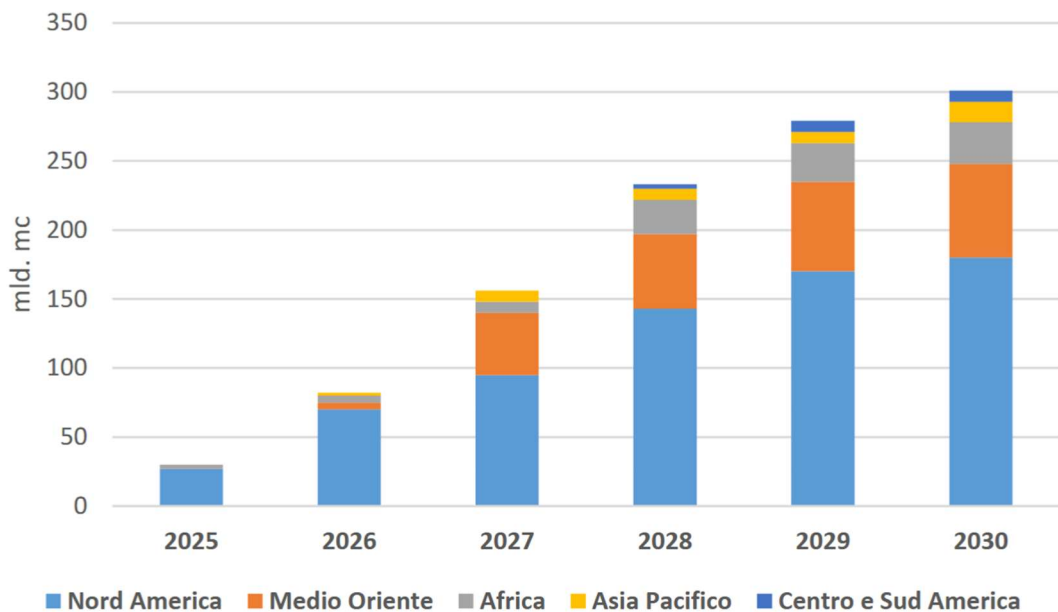
Il 2026 sembra destinato ad aprirsi su uno scenario geopolitico molto complesso e ancora ricco di incertezze. Le aspettative per l'evoluzione dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità e delle commodity retrostanti sono relativamente chiare soltanto per il breve periodo, cioè quello che si può ragionevolmente coprire facendo ricorso alle scorte (bacini di accumulazione per l'idroelettrico, stoccaggi stagionali per il gas) e alle misure di risparmio energetico e di cooperazione internazionale rafforzate dopo la crisi gas del 2022.

Le aspettative per il mercato del gas e il ruolo di stoccaggi e GNL

Tra le determinanti del prezzo all'ingrosso dell'elettricità, il prezzo del gas naturale è da un lato la più impattante su base stagionale, dall'altro quella più soggetta al rischio geopolitico.

Al momento della chiusura di questo Rapporto, le aspettative degli operatori di mercato sono di prezzi stabili ai livelli di inizio dicembre 2025, con una curva forward per i prossimi dodici mesi tendenzialmente piatta intorno ai 30 EUR/MWh. Questa aspettativa è basata su diversi fattori: una domanda stabile in Europa e in Asia, al netto dei fattori meteorologici, l'attesa entrata in funzione di nuova capacità di liquefazione nel corso del 2026, soprattutto dagli Stati Uniti (Figura 3.1), ed infine la maggiore flessibilità concessa dalle istituzioni comunitarie sul profilo di svuotamento e riempimento degli stoccaggi stagionali.

Figura 3.1 – Capacità di liquefazione aggiuntiva cumulata prevista nel periodo 2025-2030



Fonte: Repetto, G.P., 2025 (elaborazioni RIE su dati IEA)

Il riempimento degli stoccaggi dell'Unione Europea si attesta, al 13 dicembre 2025, al 69.5%, un livello che dovrebbe consentire di superare senza interruzioni i tre-quattro mesi residui dell'inverno 2025/2026. Questo dato lascia però aperta la possibilità di un aumento del livello e della volatilità delle quotazioni in caso di eventi imprevedibili: interruzioni nell'apporto di GNL, episodi di freddo particolarmente intenso o prolungato, produzioni inferiori alle attese dagli impianti eolici o dalle centrali nucleari, tensioni geopolitiche che lascino presagire una scarsità nella stagione di riempimento, cioè durante la primavera e l'estate 2026, e così via. Il dato preoccupante, in questo contesto, è il livello di riempimento particolarmente basso degli stoccaggi in Germania, uno dei paesi con la maggiore dotazione di infrastrutture di stoccaggio e, per di più, situato nel cuore dell'Europa. Il 13 dicembre 2025 i siti tedeschi risultavano infatti

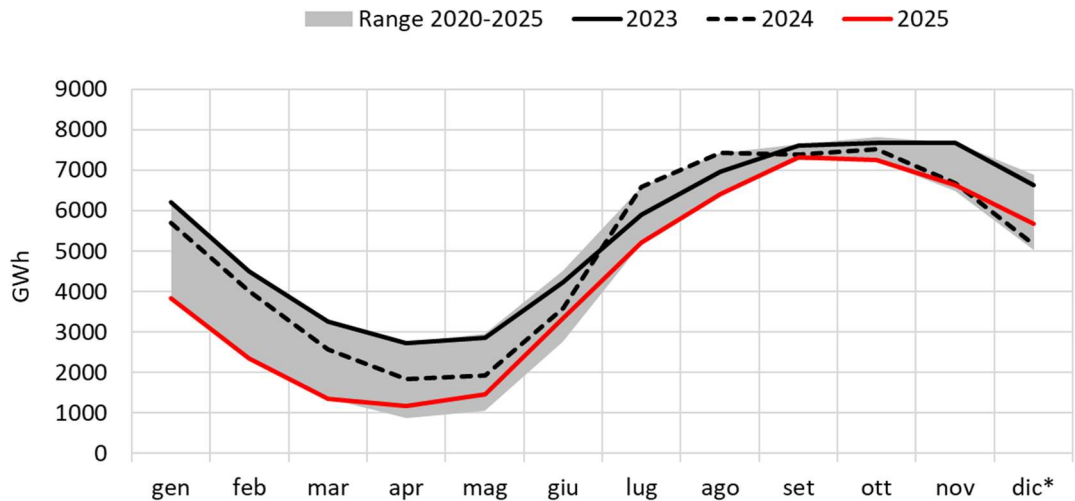
pieni al 63.2%. Questo livello può essere soltanto in parte compensato dalla dotazione ben maggiore degli stoccaggi italiani, pure molto rilevanti e posizionati su un ben più confortevole 80.8%, ma meno interconnessi con i mercati continentali.

L'idroelettrico svizzero vicino ai minimi degli ultimi cinque anni

Un'altra fonte di incertezza riguarda la produzione attesa dagli impianti idroelettrici, che tipicamente, nell'arco alpino, ha il suo minimo nel periodo invernale.

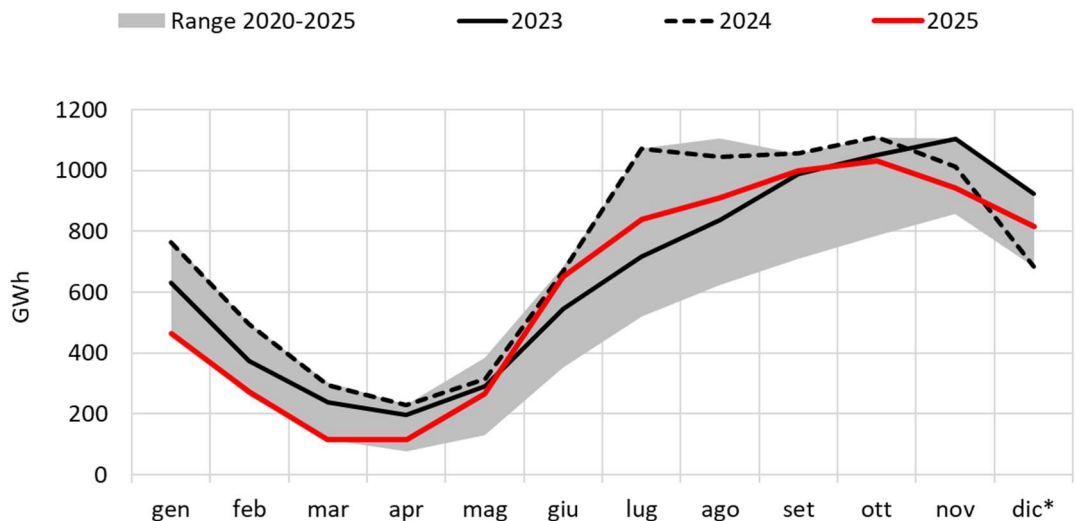
In Svizzera, dove la fonte idroelettrica è particolarmente importante, il livello di riempimento dei bacini di accumulazione si è mantenuto al minimo degli ultimi cinque anni per tutta l'estate e l'autunno 2025 (Figura 3.2). Il dato preliminare di dicembre 2025 si riporta su un livello più confortevole, ma comunque tale da lasciare un margine di manovra inferiore rispetto al passato. Il Ticino, che custodisce il 14% circa della capacità totale della Confederazione, si posiziona su un livello relativamente più alto (Figura 3.3), che garantisce qualche margine in più in termini di flessibilità, sicurezza e potenziali profitti sul mercato nazionale o dei paesi vicini.

Figura 3.2 – Livello di riempimento dei bacini idroelettrici in Svizzera (medie mensili)



Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati UFE; * Ultimo dato: 8 dicembre 2025

Figura 3.3 – Livello di riempimento dei bacini idroelettrici in Ticino (medie mensili)



Fonte: Elaborazioni O-FPE su dati UFE; * Ultimo dato: 8 dicembre 2025

Uno scenario equilibrato, ma con alcune importanti incognite

I dati preliminari per i prezzi spot di novembre e dicembre 2025 mostrano, per il mercato svizzero dell'elettricità e per i mercati dei paesi vicini, una leggera risalita rispetto ai livelli di inizio autunno. La curva forward per i prossimi dodici mesi è in generale abbastanza piatta e allineata ai valori attuali. Le premesse per un inverno 2025/2026 caratterizzato da prezzi non troppo volatili e su livelli ragionevoli sono dunque presenti: molto dipenderà dall'evoluzione delle criticità descritti nei prossimi mesi.

Riferimenti

ACER (2025) (A): Key developments in European electricity and gas markets – 2025 Monitoring Report, 17.03.2025

ACER (2025) (B): Key developments in European gas wholesale markets – Gas winter season 2024/2025 – 2025 Monitoring Report, 16.04.2025

ACER (2025) (C): Key developments in European gas wholesale markets – Q2 2025 – 2025 Monitoring Report, 18.07.2025

ACER (2025) (D): Key developments in European gas wholesale markets – Q3 2025 – 2025 Monitoring Report, 27.10.2025

ASP, Associazione per la Difesa del Servizio Pubblico (2025): Quale future per l'energia elettrica in Ticino?, Settembre 2025

Battle C. (2025): Let the blackout enlighten the way. FSR Opinion, 07.05.2025. Disponibile online su: <https://fsr.eui.eu/let-the-blackout-enlighten-the-way/>

Consiglio Federale (2025): Accordo sull'energia elettrica – Scheda informative, 13 giugno 2025

European Commission (2025) (A): State of the Energy Union Report 2025, COM(2025) 667 final, 06 novembre 2025

European Commission (2025) (B): Commission Staff Working Document - Assessment of progress towards the objectives of the Energy Union and Climate Action, 06 novembre 2025

EPRS, European Parliamentary Research Service (2025): US withdrawal from the Paris Climate Agreement and from the WTO, febbraio 2025

ICS Investigation Expert Panel (2025): Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 – Factual Report. 03.10.2025

Repetto, G.P. (2025): Il mercato europeo del gas all'inizio dell'inverno '25-'26. Newsletter del GME n. 198, dicembre 2025

Contatti

Osservatorio Finanze Pubbliche ed energia
Istituto di Ricerche Economiche
Università della Svizzera italiana
Via Buffi 6
6900 Lugano
Svizzera

e-mail: alessandra.motz@usi.ch – ofpe@usi.ch
web <https://www.ire.usi.ch/it>

© Università della Svizzera italiana