
Il mercato all'ingrosso dell'elettricità 2024

Executive summary

Questo Rapporto analizza le dinamiche del mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera nel 2024, interpretandole alla luce delle tendenze dei mercati europei e globali dell'energia e delle politiche energetiche e climatiche in Svizzera e nell'Unione Europea (UE-27). Si compone di tre capitoli che descrivono, rispettivamente, l'andamento di domanda, offerta e prezzi dell'elettricità in Svizzera e in alcuni paesi confinanti (Germania, Francia, Italia, Austria), le evoluzioni delle politiche energetiche e climatiche e i temi oggetto di discussione in Svizzera e nell'Unione Europea, ed infine le aspettative per il 2025 e gli obiettivi e le misure del Piano Energetico e Climatico Cantonale pubblicato a metà 2024.

Domanda, offerta e prezzi dell'elettricità

I primi 10 mesi del 2024 hanno mostrato una domanda di elettricità in leggera ripresa rispetto allo stesso periodo del 2023, una tendenza comune a quasi tutti i paesi europei, con la notevole eccezione della Germania. Il lato dell'offerta ha invece registrato una forte crescita di tutte le fonti rinnovabili, con incrementi a livello europeo intorno al +20% per l'idroelettrico e al +8% per le altre rinnovabili, a discapito della generazione termoelettrica (-38.4% nell'UE-27), in particolare del gas naturale (-14.7%). La generazione nucleare ha tenuto le posizioni (-1.6% in Svizzera, +4.6% nell'UE-27), con l'eccezione della Germania, che ha spento l'ultima centrale ad aprile 2023 ed è dunque diventata uno dei più grandi importatori netti del continente.

In termini di media annua, i prezzi all'ingrosso sono risultati in calo. Per la Svizzera la media del 2024 è 76.0 EUR/MWh, con un -29.4% rispetto ai 107.7 EUR/MWh del 2023; gli altri paesi hanno seguito un andamento analogo, con le quotazioni più elevate sul mercato italiano (127.4 EUR/MWh nel 2023, 108.4 EUR/MWh nel 2024) e quelle più basse sul mercato francese (97.2 EUR/MWh nel 2023, 58.0 nel 2024). Il dato medio annuale nasconde però, per tutti i paesi considerati, una forte ripresa a partire dall'autunno 2024: in Svizzera, il picco toccato a dicembre 2024, pari a 126.2 EUR/MWh, non veniva raggiunto da febbraio 2023.

Il mercato del gas ancora soggetto a forti tensioni

Le dinamiche del prezzo dell'elettricità sono ancora condizionate da quelle del prezzo del gas e, in misura minore, del carbone e dei permessi di emissione, che costituiscono il costo variabile degli impianti di generazione che possono modulare la produzione.

Sul TTF olandese, il principale mercato gas del continente europeo, il 2023 si è chiuso con una media annua di 40.8 EUR/MWh, il 2024 di 34.3 EUR/MWh, dunque in calo del -15.9%. Le medie annue nascondono però una variazione stagionale diventata notevole nella seconda metà del 2024, con un aumento dai 28-30 EUR/MWh della primavera ed estate ai 48 EUR/MWh di dicembre e ai 50 EUR/MWh e oltre di gennaio 2025. Le cause di questo aumento sono diverse: l'azzeramento dei transiti di gas russo attraverso l'Ucraina, lo squilibrio domanda-offerta sul mercato mondiale del GNL, che al momento favorisce gli esportatori, e infine il livello relativamente basso di riempimento degli stoccaggi europei.

Calma piatta per carbone e petrolio

Le tensioni sul mercato del gas sono state compensate dalla stabilità dei mercati del carbone e del petrolio, dove le quotazioni si sono mantenute quasi inalterate da gennaio 2023. Il petrolio si è attestato a 83.8 USD/bbl nel 2023 e 82.0 USD/bbl nel 2024, il carbone a 135.1 USD/t nel 2023 e 118.9 USD/t nel 2024.

In diminuzione il costo dei permessi di emissione

Nel sistema europeo di scambio dei permessi di emissione, infine, le quotazioni sono passate dagli 83.2 EUR/t del 2023 ai 64.8 EUR/t del 2024, con una variazione del -22.1%.

Politiche energetiche e climatiche: l'accettazione sociale è sempre più importante

Sul fronte delle politiche energetiche e climatiche, il 2024 ha visto in Svizzera un vivace dibattito e ben due referendum a tema clima ed energia, più uno tenutosi a febbraio 2025.

A giugno 2024 è stato infatti approvato l'“Atto mantello per il settore elettrico”, un pacchetto normativo finalizzato a garantire il raggiungimento dell'obiettivo di emissioni climalteranti nette nulle entro il 2050. A settembre 2024 è stata invece respinta l'“Iniziativa biodiversità”, che chiedeva di introdurre criteri particolarmente stringenti per la tutela dei biotopi e del paesaggio dalle possibili conseguenze negative dell'installazione di nuovi impianti rinnovabili. A febbraio 2025 è stata, infine, bocciata l'“Iniziativa per la responsabilità ambientale”, che chiedeva di riportare l'impatto dell'economia svizzera entro i limiti del pianeta in soli 10 anni. Il risultato delle votazioni evidenzia l'importanza di definire politiche e infrastrutture gradite alla popolazione e alle comunità locali, un tema che sarà rilevante anche in futuro, come suggeriscono le raccolte firme tuttora in corso per le iniziative popolari “per la protezione delle foreste”, “per la protezione dei Comuni” e “solare”.

Due successi per la Svizzera: l'accordo con l'Unione Europea e la Strategia idrogeno

A fine 2024 sono stati annunciati due importanti successi: la conclusione dei negoziati con l'Unione Europea, qui rilevante in particolare per l'accordo per l'integrazione della Svizzera nel mercato interno dell'energia, e la pubblicazione della Strategia svizzera per l'idrogeno.

L'accordo raggiunto con l'Unione Europea ha conseguenze positive per la Svizzera, che ha la possibilità di raggiungere una piena integrazione nel mercato interno dell'energia, un migliore uso delle linee di trasmissione, ed infine una gestione più efficiente del bilanciamento della rete, preservando i propri piani per la sicurezza e la decarbonizzazione e impegnandosi ad avviare, nei prossimi anni, una piena apertura del mercato retail. L'accordo garantisce inoltre ai rappresentanti della Confederazione un posto in seno agli organismi tecnici che decidono l'evoluzione della regolazione comunitaria in materia di energia, assicurando un più facile adattamento all'evoluzione del diritto comunitario.

La Strategia svizzera per l'idrogeno, pubblicata pochi mesi dopo la pubblicazione, da parte del legislatore comunitario, del “pacchetto per i gas decarbonizzati”, esplicita invece per la prima volta le intenzioni del Consiglio federale sul tema. Il documento pone particolare attenzione sulla certificazione dell'idrogeno verde e a basse emissioni, sull'integrazione delle infrastrutture nel mercato europeo di questa commodity, sullo stimolo alla ricerca e all'innovazione, ma anche sulla limitazione degli sprechi di energia e risorse economiche – per esempio, con l'uso di idrogeno verde laddove l'uso diretto di elettricità rinnovabile è preferibile.

In Europa: disegno di mercato e tutela dei consumatori

Un ultimo tema rilevante è la riforma del mercato europeo dell'elettricità introdotta, a giugno 2024, con il pacchetto “Electricity Market Design”. Si tratta della risposta delle istituzioni comunitarie alle difficoltà causate dai prezzi elevati dell'elettricità durante la crisi del 2022 e ad alcune carenze dell'attuale disegno di mercato. I provvedimenti si concentrano sul miglioramento dell'uso delle reti internazionali di trasmissione, sull'ampliamento dell'offerta di flessibilità, sulla necessità di offrire ai consumatori un'offerta commerciale variegata e svincolata dal prezzo del mercato all'ingrosso e, infine, sull'attivazione delle risorse di flessibilità dei consumatori stessi, eventualmente organizzati tramite le comunità energetiche.

Lo scenario nel 2025

Le aspettative per il 2025 vedono prezzi stabili sui livelli attuali nel primo semestre e in ripiegamento nei mesi successivi, complici le dinamiche attese per il mercato del gas. Lo scenario globale è soggetto a numerosi fattori di incertezza: le guerre in corso, il pericolo di un'escalation protezionista, il rischio di un ripiegamento dei piani di contenimento delle emissioni, l'andamento dell'economia cinese. Sulle produzioni rinnovabili pesano, naturalmente, le variabili meteorologiche e, in Svizzera, il livello di riempimento non brillante dei bacini idroelettrici.

In questo contesto, il Piano Energetico e Climatico Cantonale, rivisto e pubblicato a metà 2024, rappresenta un valido strumento per la mitigazione del cambiamento climatico, ma anche per la tutela dei consumatori ticinesi. Le dotazioni economiche sono generose; la sfida sarà trovare i giusti canali per coinvolgere i cittadini in un processo di cambiamento di portata epocale.

Indice

1.	Il mercato all'ingrosso dell'elettricità	8
1.1.	Domanda, offerta, prezzi	8
	Idroelettrico in ripresa, solare ed eolico in forte aumento	8
	Termoelettrico in calo, tiene il nucleare	10
	La ripresa dei consumi	10
	I prezzi sui mercati all'ingrosso	10
	La crescita vertiginosa delle ore con prezzi negativi	11
1.2.	Dietro le quinte dei prezzi all'ingrosso: il costo di produzione del termoelettrico	12
	Il costo della generazione a gas è ancora un fattore determinante	12
	I margini del termoelettrico in Germania e in Italia	12
1.3.	Gas, carbone, petrolio e permessi di emissione	13
	Nuove tensioni sui mercati del gas	14
	Spinte al rialzo: la fine del transito via Ucraina	14
	Squilibrio domanda-offerta sul mercato mondiale del GNL	15
	Gli stoccaggi: inverno salvo, ma possibili difficoltà di riempimento	15
	Carbone e petrolio: prezzi stabili e mercati in equilibrio	16
	Il mercato dei permessi di emissione	17
2.	Politiche e politica per l'energia e il clima	19
2.1.	Aumenta l'importanza del gradimento delle politiche e delle infrastrutture	19
	Priorità e linee d'azione dell'atto mantello per il settore elettrico	20
	L'iniziativa biodiversità e il rischio di una brusca interruzione	20
	L'accettazione sociale resta prioritaria anche nel 2025	20
	I limiti agli impianti eolici e il potenziamento del solare nelle iniziative nella fase di raccolta firme	21
2.2.	Il successo nel negoziato con l'Unione Europea avvantaggia anche il mercato elettrico svizzero	21
	Le ricadute positive per la Svizzera: integrazione nel mercato interno dell'energia...	21
	Sostegno alla sicurezza e alla decarbonizzazione...	21
	E completa apertura del mercato retail	22
2.3.	Strategia idrogeno: la Svizzera recupera il ritardo	22
	La Strategia europea per l'idrogeno tra cautela e sostegno all'innovazione	22
	Obiettivi ambiziosi nel pacchetto "Fit for 55"	22
	Idrogeno verde e idrogeno a basse emissioni	22
	Il pacchetto europeo per i gas decarbonizzati	23
	L'approccio prudente della Confederazione	23
2.4.	I consumatori al centro della Direttiva europea sul disegno di mercato elettrico	23
	Mercati più vicini al tempo reale, contratti di lungo periodo e contratti per differenze	24
	Offerte più varie per i consumatori e maggiori possibilità di condividere l'energia	25
3.	Uno sguardo al 2025	26
3.1.	Il mercato all'ingrosso dell'elettricità nel 2025	26
	Le incertezze geopolitiche dello scenario globale	26
	Tenuta dei prezzi nel primo semestre, ritorno all'equilibrio nel secondo	26
3.2.	Il Ticino non resta indietro: il nuovo Piano Energetico e Climatico Cantonale	27
	Riferimenti	30

Introduzione

Il presente Rapporto analizza le tendenze osservate sul mercato all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera nell'anno 2024, indagando il ruolo delle dinamiche dei mercati europei e globali dell'energia e il peso delle scelte di politica energetica e climatica in Svizzera e nell'Unione Europea.

Il primo capitolo descrive l'andamento della domanda e dell'offerta di elettricità in Svizzera e in alcuni paesi confinanti (Germania, Francia, Italia, Austria) e la dinamica del prezzo a pronti in questi mercati nazionali. L'attenzione si sposta poi sul legame tra prezzo dell'elettricità e costo di generazione degli impianti termoelettrici: questa considerazione offre l'occasione per formulare delle considerazioni sulle tendenze dei mercati del gas, del carbone, del petrolio e dei permessi di emissione di gas serra.

Il secondo capitolo propone un'analisi critica sulle principali tendenze osservate in Svizzera e nell'Unione Europea nell'ambito delle politiche energetiche e climatiche.

Il terzo ed ultimo capitolo riporta infine un commento sulle previsioni per il 2025 e una riflessione sul Piano Energetico e Climatico Cantonale, pubblicato a metà 2024 e destinato a influenzare la produzione e il consumo di energia nel Canton Ticino nei prossimi anni.

1. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità

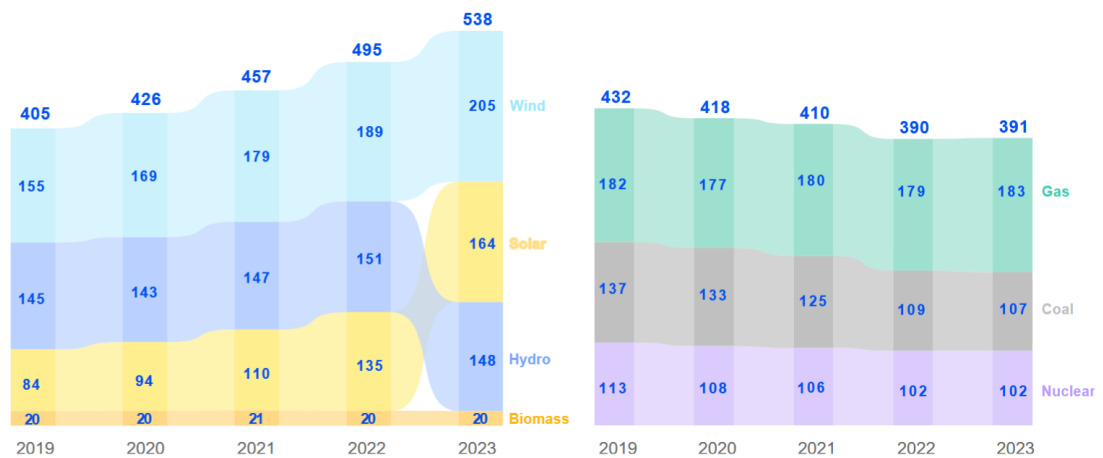
1.1. Domanda, offerta, prezzi

Nel 2024 l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità è stato segnato, in Svizzera e nell'Unione Europea, da due tendenze: da un lato, una domanda in leggera ripresa rispetto al 2023, soprattutto nella seconda metà dell'anno; dall'altro una forte crescita di tutte le fonti rinnovabili, a discapito della generazione da gas e carbone (Tabella 1.1).

Idroelettrico in ripresa, solare ed eolico in forte aumento

Dal lato dell'offerta la crescita più marcata si è osservata per l'idroelettrico: nei primi 10 mesi del 2024 la produzione è stata decisamente superiore rispetto allo stesso periodo del 2023 (+28.6% in Svizzera, +22% nell'Unione Europea, con una punta del +49.3% in Italia), anno che già aveva segnato un recupero rispetto al 2022, caratterizzato da una siccità record. Anche le fonti solare ed eolica hanno mostrato una tendenza in aumento sia nel 2023, sia nei primi dieci mesi del 2024. Questo risultato è il frutto dell'espansione della capacità installata in atto ormai da diversi anni: guardando all'aggregato di Unione Europea, Norvegia e Svizzera dal 2019 al 2023 (Figura 1.1), si nota che nel 2022 la generazione eolica è diventata la prima fonte in termini di capacità installata, mentre nel 2023 il solare ha sorpassato l'idroelettrico, diventando la terza fonte in termini di capacità installata, a breve distanza dal termoelettrico a gas naturale.

Figura 1.1 – Evoluzione della capacità installata da fonti rinnovabili (sinistra) e convenzionali (destra) nell'UE-27, in Svizzera e in Norvegia. Anni 2019-2023, dati in GW.



Fonte: ACER, 2024 A

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		
	2022	2023	gen-ott 2024	2022	2023	gen-ott 2024	2022	2023	gen-ott 2024	2022	2023	gen-ott 2024	2022	2023	gen-ott 2024	2022	2023	gen-ott 2024
Generazione di elettricità per fonte (TWh)																		
Termoelettrico	2.9	3.1	2.5 n.d.	255.7	202.8	147.5 -10.8%	61.2	43.5	17.2 -50.7%	13.1	9.9	6.3 -16.9%	171.3	142.2	106.8 -11.2%	1012.0	803.5	410.4** -38.4%
<i>di cui gas</i>				69.6	67.5	54.1 -1.1%	50.0	35.6	15.7 -44.7%	10.1	6.9	3.9 -24.1%	142.9	118.7	87.3 -13.1%	518.2	436.1	310.1 -14.7%
<i>di cui carbone, lignite e gas derivati</i>				166.2	116.8	77.2 -19.0%	6.1	2.9	0.7 -69.0%	1.8	1.8	1.5 +2.2%	14.1	11.7	9.5 -2.1%	415.9	301.2	75.4 -69.3%
<i>di cui olio</i>				4.4	3.5	3.5 +23.1%	5.1	5.0	0.8 -80.7%	0.6	0.7	0.5 -9.3%	9.4	7.8	7.2 +9.1%	41.0	37.2	n.d.
<i>di cui altri non rinnovabili</i>				15.5	14.9	12.8 +2.2%	0.0	0.0	0.0 0.0%	0.6	0.6	0.5 -7.8%	4.9	4.0	2.8 -19.6%	36.9	28.9	24.9 -4.6%
Nucleare	23.1	23.3	19.0 -1.6%	32.8	6.7	0 -100%	279.0	320.4	292.0 +11.8%	0.0	0.0	0.0 0.0%	0.0	0.0	0.0 0.0%	577.6	587.6	504.0 +4.6%
Idroelettrico	27.9	35.4	37.7 +28.6%	20.3	21.9	21.6 +22.7%	50.4	59.7	63.7 +40.2%	35.3	40.4	39.2 +18.6%	29.7	39.8	48.0 +49.3%	297.4	347.9	334.9 +22.0%
Altre rinnovabili	4.0	4.8	5.7 n.d.	206.2	224.1	193.9 +6.4%	60.4	76.3	62.6 +2.9%	13.9	16.8	18.1 +29.1%	72.3	75.0	65.7 +3.1%	743.6	820.9	730.7 +8.1%
<i>di cui geotermico</i>	0.0	0.0	0.0 n.d.	0.2	0.2	0.2 +8.9%	0.1	0.1	0.1 0.0%	0.0	0.0	0.0 0.0%	5.4	5.3	4.4 -1.2%	6.0	5.9	4.8 -1.3%
<i>di cui eolico</i>	0.2	0.2	0.1 n.d.	127.3	144.7	111.0 +2.5%	37.9	50.7	37.3 -0.9%	7.2	8.3	7.7 +17.8%	20.4	23.4	17.7 -1.6%	418.8	476.6	385.4 +5.0%
<i>di cui solare</i>	3.9	4.6	5.6 n.d.	61.3	61.9	68.8 +15.7%	19.0	22.0	21.6 +6.7%	4.2	7.2	8.9 +40.8%	27.6	30.6	32.4 +16.3%	200.3	233.0	258.5 +18.9%
Totale generazione netta	57.9	66.7	70.3 +14.7%	515.3	456.0	363.4 -2.4%	450.9	499.8	440.4 +9.4%	62.3	67.1	63.6 +16.3%	276.4	257.0	220.5 +2.1%	2641.6	2572.3	2157.7 +2.4%
Consumo finale di elettricità (TWh)																		
Consumo	56.0	56.1	46.4 n.d.	453.6	431.8	360.6 +11.7%	422.5	407.7	327.9 +9.3%	64.1	60.6	55.0 +11.3%	316.8	306.1	261.5 +15.5%	2469.5	2390.3	1992.7 +1.4%

** Esclude l'olio combustibile

Fonti: Ufficio Federale dell'Energia, Eurostat, Ember

¹ Per i mesi da gennaio a ottobre 2024 si riporta tra parentesi, quando disponibile, la variazione percentuale rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Termoelettrico in calo, tiene il nucleare

La crescita delle rinnovabili è avvenuta soprattutto a discapito delle fonti fossili, il cui contributo, complice anche la dinamica non espansiva della domanda, è in declino quasi ovunque. Il calo della produzione termoelettrica si è attestato, nell'Unione Europa, a -38.4% nei primi 10 mesi del 2024, dopo un -20.6% nel 2023. Il dato europeo è il risultato di un panorama abbastanza eterogeneo, con diminuzioni variabili, nei primi 10 mesi del 2024, dal -10.8% della Germania al -50.7% della Francia, e nel 2023 dal -17.0% dell'Italia al -28.9% della Francia.

La generazione nucleare è invece piuttosto stabile dal 2022, con l'eccezione della Germania, che ad aprile 2023 ha completato l'uscita dal nucleare, ritardata di alcuni mesi a causa della crisi energetica innescata dalla guerra russo-ucraina.

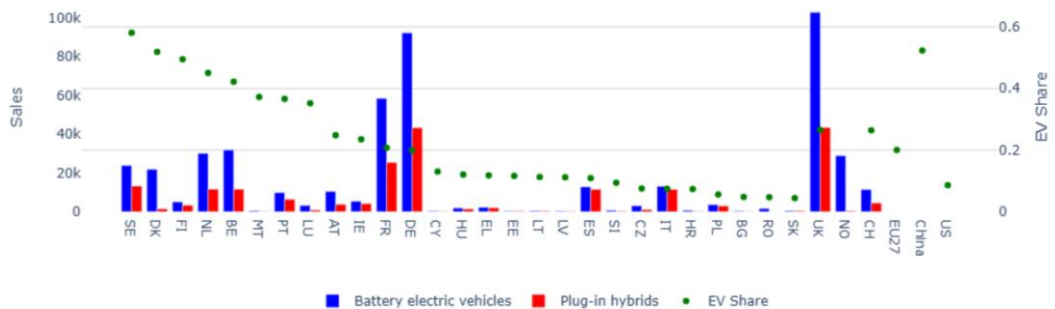
La dismissione delle centrali tedesche, d'altro canto, ha comportato una corposa ridefinizione dei flussi di energia nel mercato europeo. La Germania, infatti, si è affiancata all'Italia diventando il secondo importatore di elettricità del continente, mentre la Francia, i cui impianti hanno ripreso a produrre a pieno regime, ha recuperato posizioni come esportatore netto, dopo la crisi dell'export innescata, nel 2022, dalla siccità e dall'ondata di manutenzioni degli impianti nucleari.

La ripresa dei consumi

Dal lato della domanda, invece, il 2024 ha mostrato una prima inversione di tendenza dopo i mesi di declino seguiti alla crisi energetica del 2022 (Tabella 1.1). Sebbene i livelli di consumo siano quasi ovunque inferiori a quelli del periodo pre-covid, la ripresa si è osservata in quasi tutti i paesi europei e lungo tutto l'anno, con l'unica notevole eccezione della Germania.

Non è ancora chiaro se questa tendenza sia frutto del processo di elettrificazione indotto dalle politiche di decarbonizzazione (Ruslowe & Petrovich, 2025). È però interessante rilevare che le vendite di auto elettriche, seppure influenzate in termini assoluti dal declino generalizzato delle vendite di automobili, tengono le posizioni in termini relativi e, in particolare nell'Europa settentrionale, superano spesso la soglia del 40% delle nuove automobili immesse in circolazione (Figura 1.2).

Figura 1.2 – Vendite di auto elettriche in alcuni paesi nel terzo trimestre 2024 (in blu le auto elettriche a batteria, in rosso le auto ibride plug-in; il pallino verde indica la quota di mercato complessiva)



Source: ACEA, CPCA, BloombergNEF

Fonte: European Commission, 2024

I prezzi sui mercati all'ingrosso

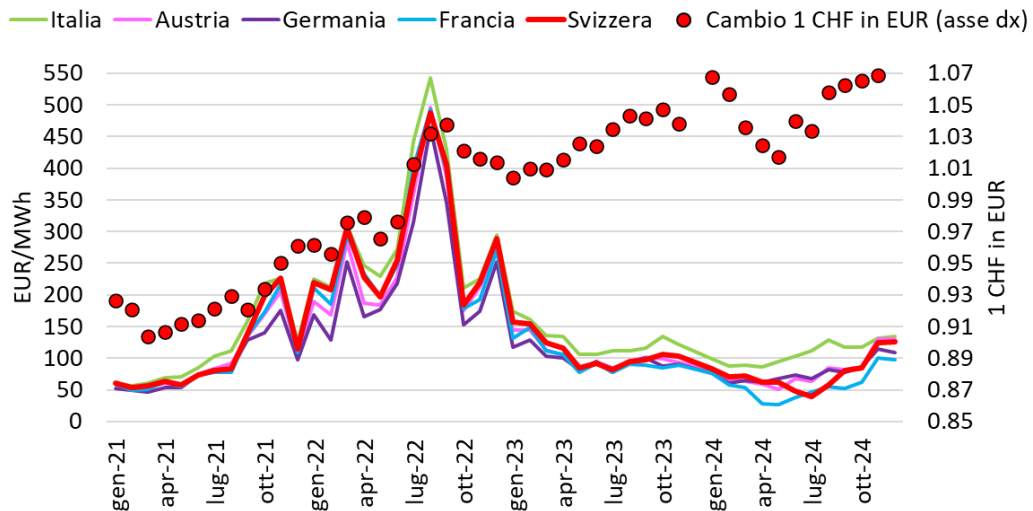
L'equilibrio di domanda e offerta di elettricità si è tradotto, in Svizzera e nei paesi europei confinanti, in prezzi all'ingrosso in diminuzione nella prima metà dell'anno e in ripresa a partire da luglio (Figura 1.3), complici anche le dinamiche di prezzo dei combustibili fossili, che saranno esaminate a breve.

Nel 2024 la media annuale delle quotazioni a pronti in Svizzera si è attestata a 76.0 EUR/MWh, in calo del -29.4% rispetto ai 107.7 EUR/MWh del 2023, che risentivano ancora dei livelli elevatissimi di prezzo toccati nel 2022, in coincidenza con la crisi gas. Il 2024 si è chiuso però con i 126.2 EUR/MWh di dicembre, un livello di prezzo che, nel nostro paese, non veniva

raggiunto da febbraio 2023. Una dinamica analoga ha caratterizzato i mercati francese, tedesco, austriaco e italiano: come in passato, il mercato italiano ha registrato le quotazioni più elevate (127.4 EUR/MWh nel 2023, 108.4 EUR/MWh nel 2024), quello francese le più basse (97.2 EUR/MWh nel 2023, 58.0 nel 2024).

Dal punto di vista dei consumatori svizzeri, gli aumenti della seconda metà del 2024 sono stati in parte attenuati dalla dinamica del tasso di cambio: il franco si è infatti rafforzato lungo tutto l'anno, chiudendo a 1.07 EUR per CHF a dicembre 2024 e segnando una media annuale di 1.05 EUR per CHF, +2.0% rispetto agli 1.03 EUR per CHF del 2023.

Figura 1.3 – Medie mensili dei prezzi day-ahead dell'elettricità sui principali mercati europei all'ingrosso (EUR/MWh, asse sx)



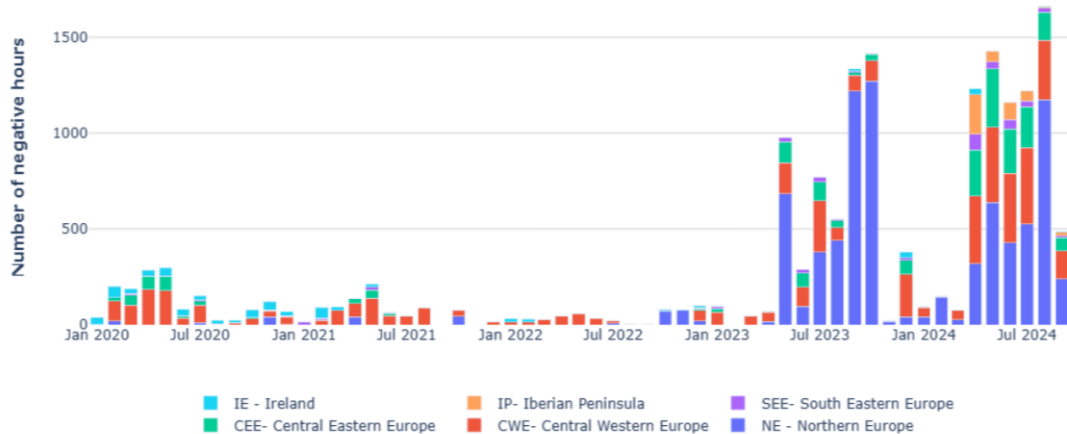
Fonti: GME, BCE

La crescita vertiginosa delle ore con prezzi negativi

Un dato interessante che non emerge dalle tendenze sintetizzate nelle medie mensili è l'aumento notevole della presenza di ore con prezzi negativi su molte borse europee dell'elettricità (Figura 1.4). Le ore con prezzi negativi si sono manifestate con una certa frequenza già a partire dagli ultimi anni 2000, con una crescita rilevante nel periodo delle restrizioni pandemiche. Il 2023, però, ha visto una vera e propria esplosione, con un'occorrenza di ore a prezzo negativo più che triplicata rispetto al massimo toccato nel 2020; la stessa tendenza si è addirittura accentuata nel corso del 2024. Questo fenomeno ha interessato in particolare i paesi nordici e, in seconda battuta, i mercati dell'Europa centrale, ma si è verificato anche in Svizzera, seppure con una cadenza relativamente modesta. Secondo l'Agenzia dell'Unione Europea per il Coordinamento dei Regolatori dell'Energia (ACER, si veda ACER 2023; ACER, 2024 A; ACER, 2024 B), le cause di questo fenomeno sono legate:

- Alla crescita della generazione rinnovabile intermittente, che è caratterizzata da costi variabili nulli e, con i suoi volumi ormai molto consistenti, è in grado di spiazzare gli impianti meno flessibili tra quelli programmabili;
- A un utilizzo ancora subottimale delle interconnessioni, che non permette di approfittare di tutte le opportunità di arbitraggio tra diverse zone di mercato;
- Alle difficoltà nello sfruttamento della flessibilità, in particolare a causa dei limiti tecnici e legali che ostacolano l'offerta di flessibilità da parte dei consumatori finali.

Figura 1.4 – Numero di ore con prezzi negativi su alcune borse europee dell'elettricità (2020 -2024)



Fonte: European Commission, 2024

Incentivare l’offerta di flessibilità, anche da parte dei consumatori finali, è uno degli obiettivi del pacchetto normativo “EMD”, o “Electricity Market Design”, approvato dalle istituzioni comunitarie nella primavera 2024 proprio per migliorare il disegno del mercato interno dell’elettricità, contribuendo a mitigare gli effetti negativi della volatilità dei prezzi e garantire una fornitura sicura ed economica anche in presenza di un contributo sempre maggiore delle fonti rinnovabili intermittenti, oltre che in caso di penuria energetica. Il pacchetto dovrebbe anche consentire di ridurre il costo dei meccanismi di capacità, dei sussidi attualmente offerti da molti paesi europei ai produttori che sono in grado di offrire una produzione elettrica modulabile. ACER, 2024 C, stima che il costo di queste misure abbia raggiunto, nel 2023, la cifra record di 7.3 miliardi di EUR.

1.2. Dietro le quinte dei prezzi all’ingrosso: il costo di produzione del termoelettrico

Nonostante la crescita notevole delle nuove fonti rinnovabili, cioè solare ed eolico, e il peso sempre minore della generazione termoelettrica, l’andamento del prezzo all’ingrosso dell’elettricità sia in Svizzera, sia nei paesi europei confinanti, continua a essere influenzato in maniera determinante dalle quotazioni del gas naturale.

Il costo della generazione a gas è ancora un fattore determinante

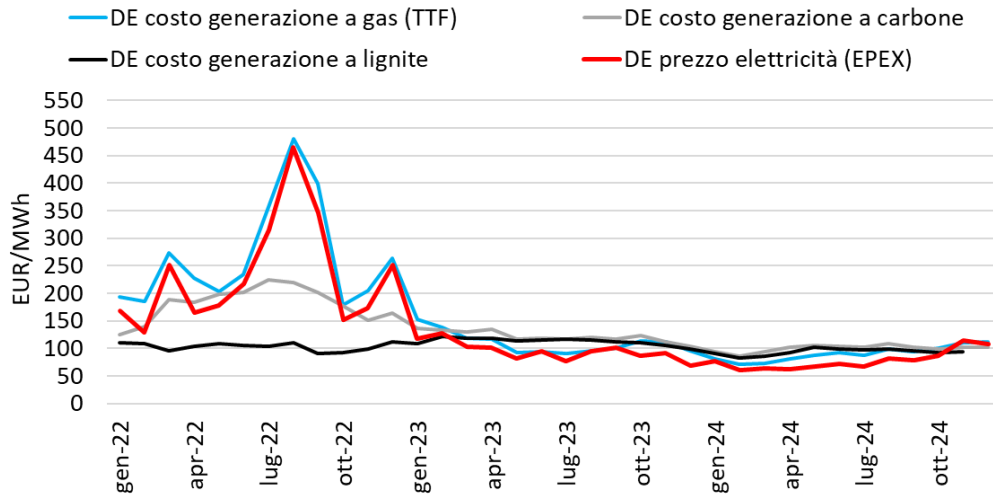
La Figura 1.5 e la Figura 1.6 riportano, rispettivamente, il costo della generazione termoelettrica per fonte e il prezzo all’ingrosso dell’elettricità in Germania e in Italia. Il legame tra il costo della generazione a gas e il prezzo all’ingrosso dell’elettricità è molto evidente per entrambi i paesi, ed è determinato dal fatto che la generazione a gas, grazie alla sua flessibilità, è spesso la tecnologia marginale, pur essendo spesso più costosa rispetto ad altre alternative quasi altrettanto modulabili, come il carbone, e dunque determina il prezzo in un numero determinante di ore sul mercato del giorno prima, in particolare nel mercato italiano. Le interconnessioni tra i diversi mercati nazionali fanno sì che l’impatto del prezzo del gas sul prezzo dell’elettricità si propaghi anche in paesi come la Francia, la Svizzera e l’Austria, dove il ricorso alla generazione a gas è molto limitato o addirittura assente.

I margini del termoelettrico in Germania e in Italia

È interessante osservare che in Germania, dove il gas contribuisce per circa un terzo della generazione termoelettrica e le fonti più economiche, come le nuove rinnovabili e la lignite, hanno un peso rilevante, il prezzo dell’elettricità si è attestato per tutto il 2023 e il 2024 su livelli leggermente più bassi del costo di produzione degli impianti termoelettrici, inclusi quelli a carbone e lignite. Questi impianti hanno dunque conseguito margini negativi sul mercato del giorno prima, recuperati verosimilmente grazie ai mercati infragiornalieri e di bilanciamento. In

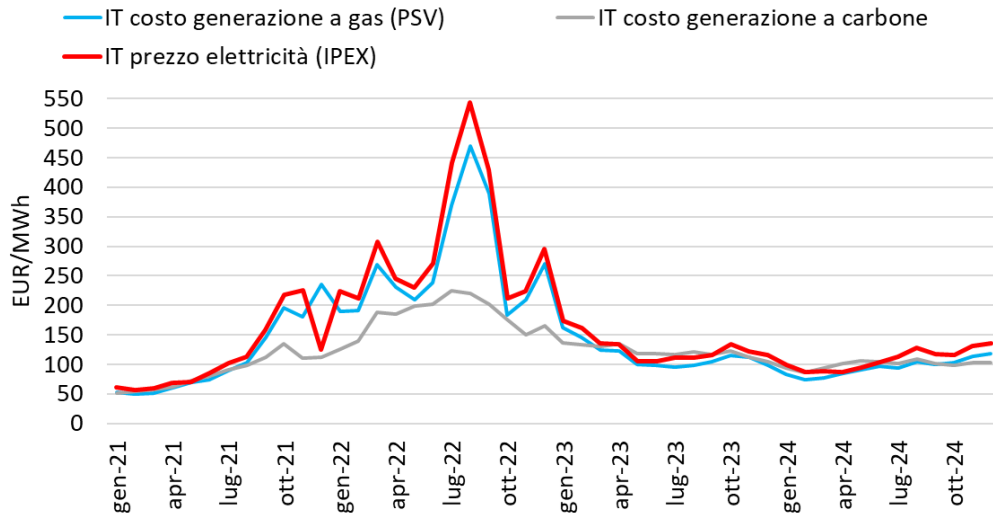
Italia, dove il gas contribuisce per circa l'80% della generazione termoelettrica, il prezzo dell'elettricità è rimasto invece quasi sempre al di sopra del costo di generazione del termoelettrico a gas e a carbone, che ha dunque conseguito margini quasi sempre positivi.

Figura 1.5 – Prezzo dell'elettricità e costo di generazione a gas, carbone e lignite in Germania (medie mensili, EUR/MWh)



Fonti: elaborazioni O-FPE su dati GME, Destatis, EEX. BCE

Figura 1.6 – Prezzo dell'elettricità e costo di generazione a gas e carbone in Italia (medie mensili, EUR/MWh)



Fonti: elaborazioni O-FPE su dati GME, EEX. BCE

1.3. Gas, carbone, petrolio e permessi di emissione

In considerazione del legame tra prezzo dell'elettricità e costo di generazione del termoelettrico, è importante analizzare le dinamiche dei mercati del gas, del carbone, del petrolio e dei permessi di emissione. Questi, infatti, insieme alle scelte di politica energetica e climatica, determineranno l'evoluzione dei mercati elettrici nei mesi a venire.

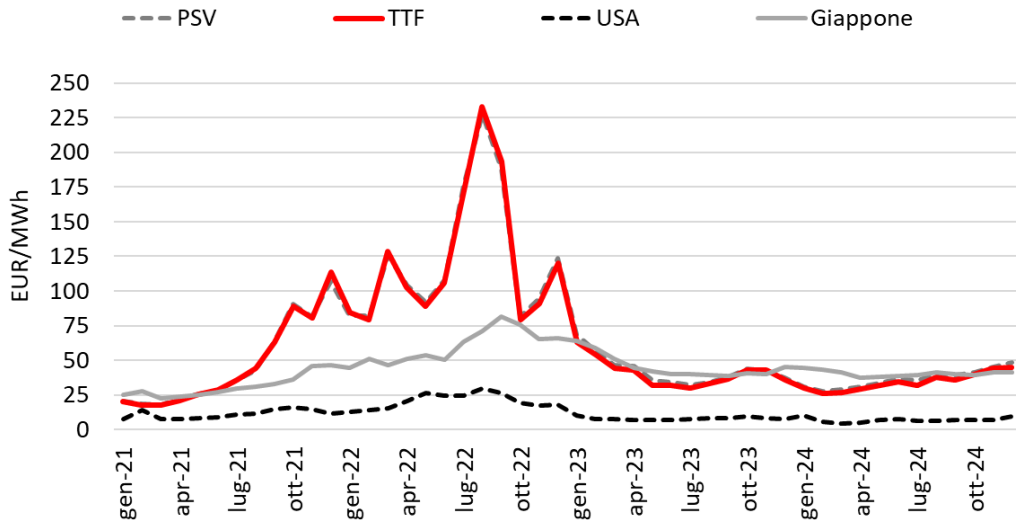
Nuove tensioni sui mercati del gas

Dopo un 2022 di grave crisi e un 2023 di lento ritorno alla normalità, nel 2024 il mercato europeo del gas naturale, cioè quello più in grado di condizionare il prezzo all'ingrosso dell'elettricità in Svizzera, ha ricominciato a mostrare segni di turbolenza (Figura 1.7).

Stando ai dati medi annuali, in realtà, la situazione potrebbe sembrare confortante: sul TTF olandese, il principale mercato del continente europeo, il 2023 si è chiuso con una media annua di 40.8 EUR/MWh e il 2024 di 34.3 EUR/MWh, con una diminuzione del -15.9%. Il PSV italiano, rilevante soprattutto perché in grado di condizionare il prezzo all'ingrosso dell'elettricità nella penisola, si è mantenuto sostanzialmente allineato, con una maggiorazione di circa 2-3 EUR/MWh.

Le medie annuali nascondono però una variazione stagionale che, nel caso del 2023, non ha destato gravi preoccupazioni, con quotazioni di circa 32-35 EUR/MWh nel pieno dell'estate e un rapido rientro dopo un picco a 44 EUR/MWh a ottobre. Nel 2024 si è assistito a una crescita duratura delle quotazioni, con una risalita dai 28-30 EUR/MWh della primavera ai 48 EUR/MWh di dicembre fino ai 50 EUR/MWh e oltre di gennaio 2025 (dato preliminare).

Figura 1.7 – Medie mensili dei prezzi day-ahead del gas (EUR/MWh) nei Paesi Bassi (TTF), in Italia (PSV), negli USA e in Giappone



Fonti: GME, BCE, World Bank

Spinte al rialzo: la fine del transito via Ucraina

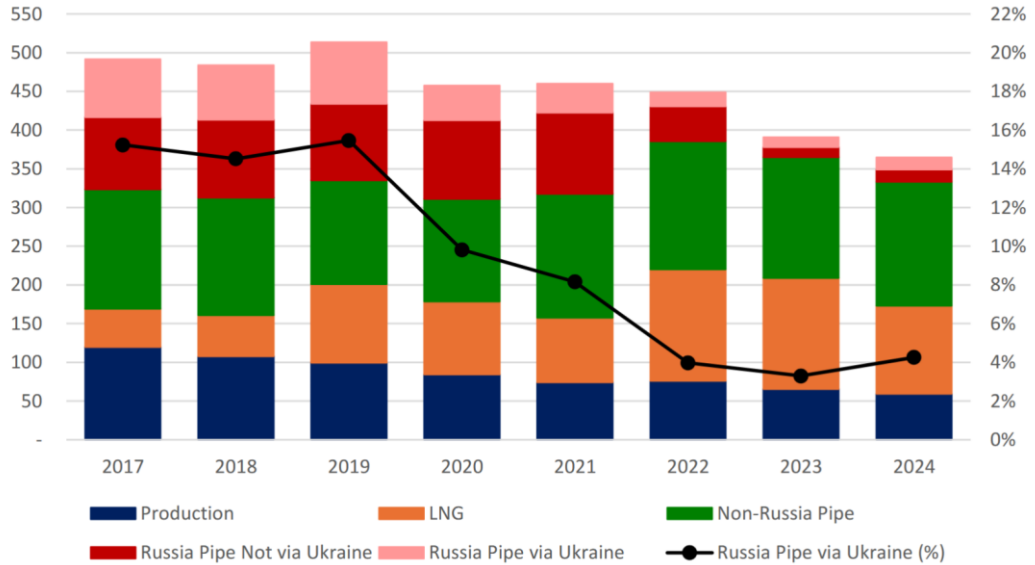
La tendenza al rialzo del prezzo del gas è dettata da diversi fattori.

Un primo fattore determinante è l'azzeramento dei transiti di gas russo attraverso l'Ucraina, a causa del mancato rinnovo dei contratti per il transito del gas. Fino a fine 2024, infatti, la società russa Gazprom aveva continuato a usare la tratta ucraina per consegnare gas agli importatori OMV (Austria, fino a novembre 2024) e SPP (Slovacchia, fino a dicembre 2024), con volumi pari a circa 31 miliardi di metri cubi lungo l'intero anno (Sharples, 2025). Questi volumi, seppur molto ridotti rispetto ai quasi 200 miliardi di metri cubi complessivamente forniti dalla Russia, via gasdotto, agli importatori europei, fino al 2019 (Figura 1.8), erano comunque piuttosto rilevanti per Austria e Slovacchia. I contratti di transito sono però scaduti il 31 dicembre 2024 e non sono stati rinnovati.

La chiusura della tratta ucraina, ampiamente attesa dagli analisti, ha comportato una grossa riorganizzazione dei flussi di gas nell'Europa centrale e un aumento dei prelievi da stoccaggio, ma non ha richiesto una completa riorganizzazione dei flussi e non ha determinato situazioni di significativa penuria sui mercati del continente, com'era invece avvenuto con la graduale ma massiccia interruzione delle forniture russe nella primavera ed estate 2022.

È interessante osservare che, al momento, l'unica direttrice rimasta attiva per le forniture di gas russo a paesi europei è quella del Turkstream, che dalla costa russa attraversa il Mar Nero fino alla Turchia e da lì si dirama, entrando nell'Unione Europea attraverso la Bulgaria ma rifornendo principalmente i paesi del Sud-Est Europa, in primis la Serbia.

Figura 1.8 – Anni 2017-2024: offerta di gas in Europa per provenienza (escluso lo stoccaggio). Dati in miliardi di metri cubi.



Sources: Data from ENTSOG, Eurostat, National Gas Transmission (UK), Gas Infrastructure Europe (Aggregated Gas Storage Inventory and Aggregated LNG System Inventory). Calculations and graph by the author.

Fonte: Sharples, 2025

Squilibrio domanda-offerta sul mercato mondiale del GNL

Un'altra spinta al rialzo delle quotazioni in Europa è legata alle condizioni del mercato globale del GNL.

La sostituzione del gas russo in Europa, infatti, è avvenuta grazie a un massiccio aumento delle importazioni di gas via nave (Figura 1.8), caratterizzate da costi decisamente più elevati rispetto alle forniture russe via gasdotto e da una grande flessibilità nella scelta della destinazione del carico. Nel volgere di pochi mesi, l'Europa ha perso la propria base di approvvigionamento più economica e si è trovata a competere a livello globale per le forniture, confrontandosi con mercati in forte crescita, come quelli del Sud-Est Asiatico, e comunque in grado di pagare un premio di prezzo rilevante, come nel caso del Giappone. In un contesto già caratterizzato da costi di approvvigionamento più alti rispetto al passato, nel 2024 il mercato globale del GNL si è avvicinato a una situazione di tensione, con una capacità di produzione e liquefazione degli esportatori relativamente scarsa rispetto alle necessità del mercato globale e in cui l'entrata in funzione di nuova capacità è attesa soltanto a partire dalla seconda metà del 2025 (OIES, 2025 A).

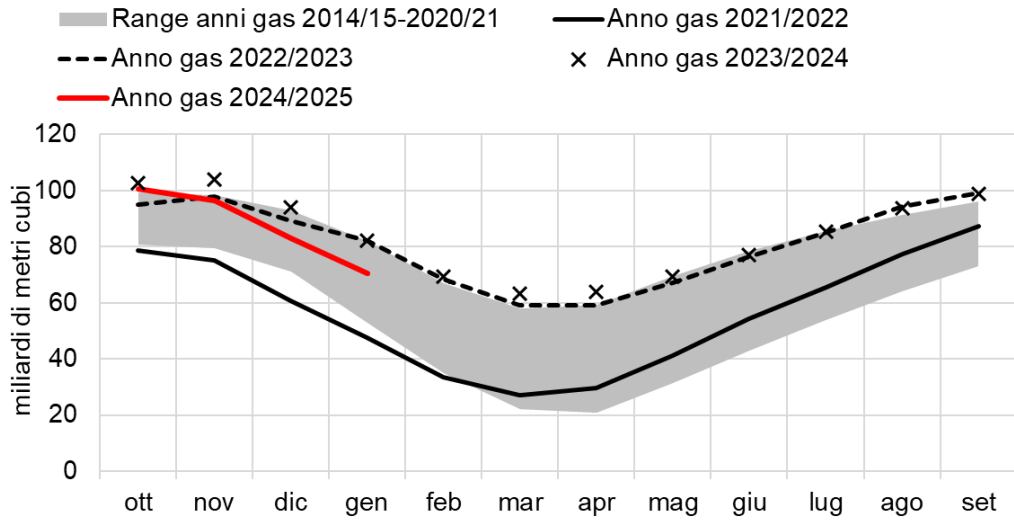
Le quotazioni europee, tradizionalmente situate a metà tra quelle molto economiche degli Stati Uniti e quelle molto costose del Giappone, si sono dunque avvicinate nel corso del tempo a queste ultime, giungendo persino a superarle in alcune occasioni (Figura 1.7).

Gli stoccaggi: inverno salvo, ma possibili difficoltà di riempimento

Un terzo fattore che sta spingendo al rialzo i prezzi del gas è il grado di riempimento degli stoccaggi europei. Complice anche la ripresa della domanda di gas dell'industria europea, la giacenza in stoccaggio, che dopo lo shock del 2022 si era sempre mantenuta molto elevata, a metà gennaio 2025 si trova a un livello ancora in grado di garantire la sicurezza per l'inverno in corso, ma tale da destare qualche preoccupazione, soprattutto visto il livello di prezzi che si prospetta per la stagione di riempimento 2025 (Figura 1.9). Il basso livello delle scorte

potrebbe dunque aggiungere ulteriori tensioni nella stagione di riempimento, cioè tra aprile e ottobre 2025, qualora l'incremento dell'offerta mondiale di GNL non dovesse tenere il passo con le necessità degli importatori europei e globali.

Figura 1.9 – Livello di riempimento degli stoccaggi di gas nell'Unione Europea (giacenza media mensile in miliardi di metri cubi, dati aggiornati al 15 gennaio 2025)

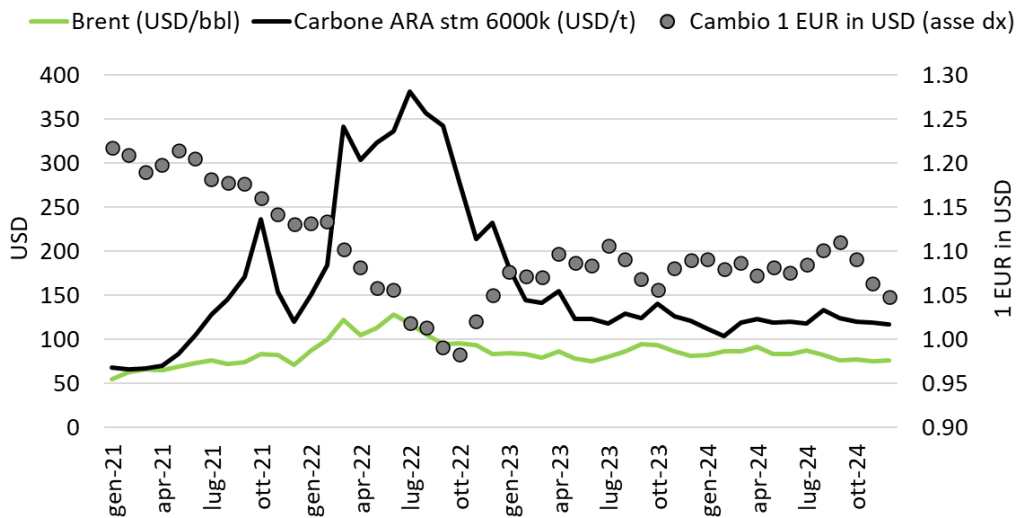


Fonte: elaborazioni O-FPE su dati AGSI

Carbone e petrolio: prezzi stabili e mercati in equilibrio

Le tensioni sul mercato del gas sono compensate dalla stabilità dei mercati del carbone e del petrolio (Figura 1.10). Dopo l'aumento dei prezzi del 2022, a partire d gennaio 2023 entrambe le quotazioni si sono mantenute quasi inalterate: il petrolio si è attestato a 83.8 USD/bbl nel 2023 e 82.0 USD/bbl nel 2024, il carbone a 135.1 USD/t nel 2023 e 118.9 USD/t nel 2024. Anche l'evoluzione del tasso di cambio tra dollari ed euro, stabile al netto di piccole oscillazioni mensili, ha permesso al continente di beneficiare di prezzi poco volatili, seppur moderatamente alti.

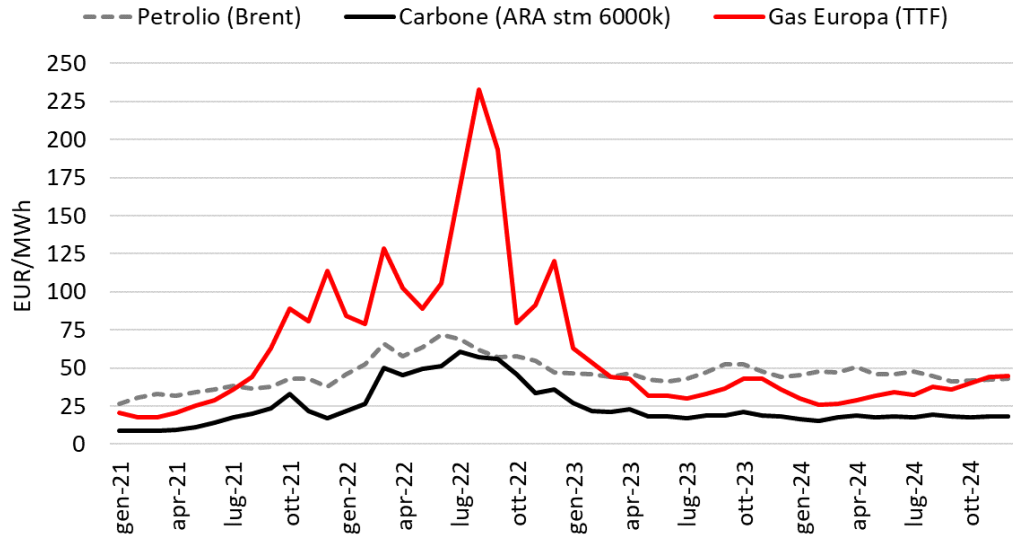
Figura 1.10 – Medie mensili delle quotazioni del petrolio (USD/bbl) e del carbone (USD/t) e tasso di cambio USD/EUR



Fonte: GME, BCE

Guardando alle quotazioni in EUR/MWh (Figura 1.11), si vede che il carbone si è confermato la fonte fossile più economica, mentre il petrolio ha nuovamente superato il gas tra aprile 2023 e settembre 2024, salvo poi ripiegare con la ripresa delle quotazioni del TTF all'inizio dell'autunno 2024.

Figura 1.11 – Prezzi di gas, carbone e petrolio a confronto: valori in EUR/MWh



Fonte: elaborazioni O-FPE su dati GME, BCE

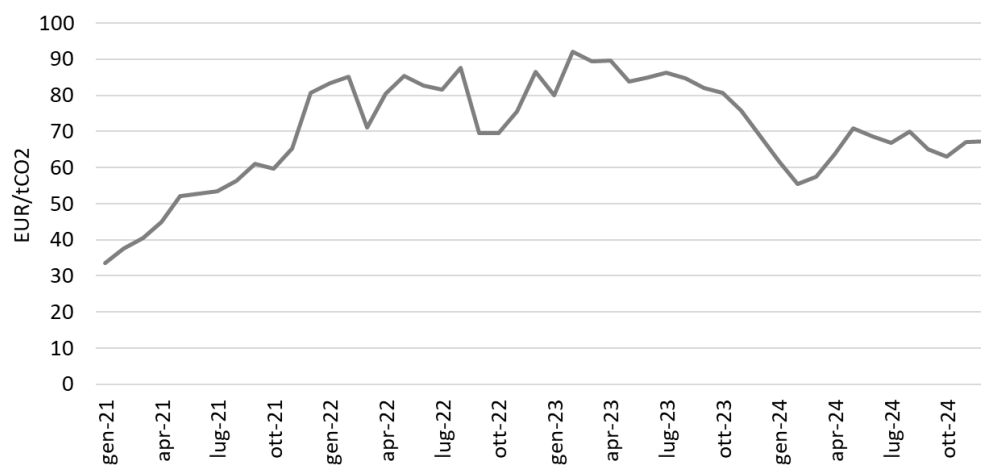
Il mercato dei permessi di emissione

L'ultimo tassello che costituisce il costo di generazione del termoelettrico, e di conseguenza determina il prezzo dell'elettricità sui mercati all'ingrosso in Italia, in Germania e nei paesi comunicanti, come la Svizzera, è il costo dei permessi di emissione di gas serra nel sistema europeo di scambio ETS.

Dopo un periodo di prezzi alti tra ottobre 2021 e ottobre 2023, le quotazioni dei permessi hanno ripiegato verso livelli più contenuti, stabilizzandosi lungo il 2024 tra i 60 e i 70 EUR/t CO₂ eq. (Figura 1.12). In media annuale, le quotazioni sono passate dagli 83.2 EUR/t del 2023 ai 64.8 EUR/t del 2024, con una variazione del -22.1%.

E' particolarmente interessante rilevare che questo livello relativamente basso del costo della CO₂, seppur accompagnato da prezzi del carbone competitivi rispetto al gas naturale, non si è tradotto in una marcata preferenza per il carbone, che nel complesso ha perso posizioni più del gas nel mix energetico europeo.

Figura 1.12 – Andamento delle quotazioni dei permessi di emissione EU ETS



Fonte: elaborazioni O-FPE su dati EEX

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

Il 2024 è stato segnato in Svizzera da alcuni importanti progressi nella definizione e implementazione delle politiche energetiche e climatiche, che potranno condizionare le dinamiche del mercato dell'elettricità nei prossimi pochi anni. I due temi principali che si sono imposti all'attenzione degli esperti e del pubblico sono stati:

- L'importanza di sviluppare politiche e progetti per la transizione energetica che incontrino il gradimento sia del corpo elettorale, sia delle comunità locali. Si tratta di un tema sentito già da alcuni anni e che sta acquistando sempre maggiore importanza parallelamente all'aggravarsi del riscaldamento globale da un lato, al rafforzamento delle politiche di contenimento delle emissioni dall'altro;
- Il successo raggiunto a fine anno nei negoziati con l'Unione Europea, in particolare per quanto riguarda l'accordo per l'integrazione della Svizzera nel mercato interno dell'energia.

Accanto a questi temi, è importante segnalare la pubblicazione, a dicembre 2024, della Strategia svizzera per l'idrogeno, con cui il Consiglio federale ha finalmente esplicitato la posizione della Confederazione su un tema su cui i vicini europei lavorano almeno dalla metà del 2020. La Strategia svizzera è stata pubblicata soltanto pochi mesi dopo l'adozione, da parte del legislatore comunitario, del "pacchetto per i gas decarbonizzati", che fornisce le prime indicazioni operative per lo sviluppo e la regolazione del mercato comunitario dell'idrogeno e degli altri gas a basse emissioni, di origine biologica o meno.

Un ultimo tema che avrà un riflesso anche sul mercato elettrico svizzero è, infine, la pubblicazione del già citato pacchetto normativo "Electricity Market Design", composto dalla Direttive (UE) 2024/1711 e dal Regolamento (UE) 2024/1747 per il miglioramento dell'assetto del mercato elettrico europeo e destinate a introdurre, nei prossimi due anni, alcune importanti modifiche al disegno del mercato elettrico.

2.1. Aumenta l'importanza del gradimento delle politiche e delle infrastrutture

Il tema dell'accettazione sociale, cioè dell'apprezzamento di determinate politiche o progetti infrastrutturali da parte del corpo elettorale e delle comunità locali, è da tempo un punto importante nell'agenda dei policy maker svizzeri. Per citare soltanto gli ultimi pochi anni, la bocciatura della Legge sul CO2 nell'estate 2021 ha evidenziato l'importanza di definire politiche energetiche e climatiche incisive, ma anche comprensibili e accettabili per le cittadine e i cittadini svizzeri.

Gli anni 2023 e 2024 hanno visto importanti progressi nell'adozione di provvedimenti di politica energetica e climatica graditi alla popolazione:

- A giugno 2023 è stata infatti accettata in un referendum la "Legge sul Clima" (Legge federale sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica). Questa legge, nata come controprogetto diretto all'"Iniziativa ghiacciai", ha fissato l'obiettivo della neutralità climatica al 2050, come richiesto dai promotori dell'iniziativa, definito un sistema di incentivi e meccanismi di sostegno per gli investimenti e le tecnologie indispensabili per la riduzione delle emissioni climalteranti. La legge è entrata in vigore il 1° gennaio 2024;
- A giugno 2024 è stata invece approvato in un referendum l'"Atto mantello per il settore elettrico" (Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili), un pacchetto normativo finalizzato ad aggiornare la Strategia Energetica 2050 per garantire il raggiungimento dell'obiettivo di emissioni climalteranti nette nulle entro il 2050. La legge è entrata in vigore il 1° gennaio 2025;
- A settembre 2024 è stata invece respinta l'"Iniziativa biodiversità", cioè l'iniziativa popolare "Per il futuro della nostra natura e del nostro paesaggio", che chiedeva di introdurre criteri particolarmente stringenti per la tutela dei biotopi e del paesaggio dalle possibili conseguenze negative dell'installazione di nuovi impianti rinnovabili.

Priorità e linee d'azione dell'atto mantello per il settore elettrico

L'atto mantello per il settore elettrico approvato dalle cittadine e dai cittadini svizzeri a giugno 2024 ha introdotto obiettivi ambiziosi di efficienza energetica, aumento della produzione elettrica da fonti solare, eolica e idroelettrica, e sviluppo di riserve di generazione di elettricità idonee a superare l'inverno senza rischi di penuria. Le linee d'azione previste sono quattro:

1. Efficienza energetica: il consumo pro capite di energia primaria deve essere ridotto del -43% rispetto al 2000 entro il 2035, quindi del -53% entro il 2050;
2. Elettrificazione dei consumi: i consumi di energia oggi coperti tramite combustibili fossili devono essere spostati verso l'uso di elettricità, più facile ed efficiente da decarbonizzare. Di conseguenza, il calo richiesto al consumo pro capite di elettricità è proporzionalmente più contenuto (-13% al 2035, -5% al 2050);
3. Potenziamento della generazione elettrica rinnovabile: la generazione da nuove fonti rinnovabili, come il solare e l'eolico, deve raggiungere 35'000 GWh entro il 2035, in luogo degli 11'400 GWh previsti dalla normativa precedente, e i 45'000 GWh entro il 2050. L'idroelettrico deve invece raggiungere 37'900 GWh entro il 2035 e 39'200 GWh entro il 2050;
4. Sicurezza delle forniture durante l'inverno: l'approvvigionamento di elettricità durante l'inverno, stagione critica sia per gli impianti solari, sia per l'idroelettrico fluente, viene garantita tramite una riserva invernale, realizzata e conservata nel tempo grazie al supporto economico della Confederazione.

Per assicurare il raggiungimento di questi obiettivi, l'atto mantello prolunga nel tempo il sostegno finanziario per gli investimenti nell'efficienza energetica e nelle energie rinnovabili, introduce un obbligo di installazione di pannelli fotovoltaici sugli edifici nuovi o rinnovati con tetti più ampi di 300 m², assegna un ruolo esemplare alla Confederazione e ai Cantoni, e infine prevede procedure autorizzative più snelle per alcuni impianti considerati di interesse nazionale, cioè 16 centrali idroelettriche ad accumulazione, di cui 3 nuove e 13 potenziate (tra queste la diga del Sambuco), e gli impianti solari ed eolici approvati dai Cantoni secondo criteri condivisi.

L'iniziativa biodiversità e il rischio di una brusca interruzione

L'attuazione dell'atto mantello, considerata fondamentale per l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050, ha rischiato di subire una brusca frenata con il referendum sull'"iniziativa biodiversità", bocciata a settembre 2024. L'iniziativa aveva l'obiettivo di introdurre limitazioni più stringenti alla realizzazione di nuovi impianti rinnovabili in siti di particolare interesse storico, artistico, paesaggistico o naturalistico. Le preoccupazioni espresse dai promotori per l'impatto dei nuovi impianti necessari alla transizione non sono state condivise dal corpo elettorale, probabilmente anche alla luce del sostegno espresso pochi mesi prima per l'atto mantello e dell'approvazione che alcune associazioni ambientaliste, tra cui il WWF, avevano espresso per l'atto mantello stesso.

L'accettazione sociale resta prioritaria anche nel 2025

Il tema dell'accettazione sociale della transizione energetica sembra destinato a rimanere importante anche nell'anno appena iniziato.

A febbraio 2025, infatti, è stata respinta l'"Iniziativa per la responsabilità ambientale" (Iniziativa popolare per un'economia responsabile entro i limiti del pianeta), che chiedeva di riportare l'impatto dell'economia svizzera entro i limiti del pianeta in 10 anni. L'iniziativa non prevedeva misure concrete, ma avrebbe verosimilmente richiesto un'implementazione a tappe serrate sia delle iniziative di contenimento delle emissioni (l'obiettivo della neutralità climatica sarebbe stato, di fatto, anticipato di quasi 15 anni), sia delle misure di riduzione di tutti i tipi di impatto ambientale per le produzioni nazionali e per i beni e servizi importati. La bocciatura dell'iniziativa suggerisce la necessità di procedere con un approccio graduale, seppur rigoroso, e aperto alla considerazione degli aspetti sociali ed economici della sfida della sostenibilità.

I limiti agli impianti eolici e il potenziamento del solare nelle iniziative nella fase di raccolta firme

Sono invece ancora in corso le raccolte di firme per due iniziative popolari strettamente legate al tema di come conciliare, da un lato, un interesse nazionale e globale a un approvvigionamento di energia a basse emissioni, dall'altro, gli interessi ecologici e delle comunità locali nei siti destinati a ospitare i nuovi impianti, nel caso specifico turbine eoliche. Le due iniziative, "per la protezione delle foreste" (Contro la distruzione delle nostre foreste a causa degli impianti eolici) e "per la protezione dei Comuni" (Per la protezione della democrazia diretta in relazione ai parchi eolici), concluderanno la fase di raccolta firme entro la fine del 2025. Entrambe chiedono di porre dei limiti alla realizzazione di impianti eolici di altezza superiore ai 30 metri: nel primo caso l'iniziativa propone un divieto per gli impianti situati nelle foreste o a meno di 150 metri di distanza da foreste o pascoli con superficie boscata, nel secondo caso l'iniziativa propone un obbligo di espressione del consenso da parte della popolazione del Comune di ubicazione e dei Comuni limitrofi più fortemente impattati dall'impianto.

A fare da contrappeso a queste istanze di cautela verso le nuove infrastrutture si pone l'"Iniziativa solare" (Per un approvvigionamento sicuro con le energie rinnovabili), anch'essa nella fase di raccolta firme. Il comitato promotore propone di inserire un obbligo stringente a favore dell'installazione di pannelli fotovoltaici sugli edifici, anche in mancanza di ristrutturazione o risanamento, entro un termine di 15 anni.

Nel complesso, la varietà e l'eterogeneità delle istanze a tema energia e ambiente sottoposte all'attenzione delle cittadine e dei cittadini svizzeri testimonia l'interesse per il tema dell'energia e del cambiamento climatico e l'attenzione della popolazione all'impatto di queste trasformazioni epocali sui modi di vivere presenti e futuri. La transizione ecologica si configura sempre più come un processo umano e sociale, oltre che tecnologico ed economico. Ignorare gli aspetti relazionali, cognitivi ed emotivi connessi alle nuove politiche e ai nuovi investimenti rischia di far deragliare l'auspicato progresso verso un mondo a basse emissioni.

2.2. Il successo nel negoziato con l'Unione Europea avvantaggia anche il mercato elettrico svizzero

Il secondo tema su cui si è concentrata l'attenzione degli esperti nel 2024 è stato il negoziato tra Svizzera e Unione Europea, necessario a consentire una proficua collaborazione in diversi settori strategici e l'integrazione della Svizzera nel mercato interno dell'Unione Europea anche dopo il referendum del 9 febbraio 2014 (approvazione dell'iniziativa popolare "contro l'immigrazione di massa") e la successiva crisi dei contratti bilaterali.

Il negoziato si è protratto per vari anni con alterne fortune, ed è giunto finalmente a una conclusione positiva a fine dicembre 2024, con il via libera dell'Unione Europea a un approccio "a pacchetto" in luogo dell'accordo quadro onnicomprensivo richiesto all'inizio dei colloqui. La soluzione adottata è considerata soddisfacente, perché in grado di garantire la collaborazione commerciale e in alcuni settori chiave, mantenendo intatte alcune peculiarità svizzere.

Le ricadute positive per la Svizzera: integrazione nel mercato interno dell'energia...

Anche se il testo dell'accordo non è ancora stato reso noto, i comunicati stampa evidenziano risvolti positivi per il settore elettrico svizzero.

L'accordo prevede infatti che la Svizzera sia pienamente integrata nel mercato elettrico all'ingrosso dell'Unione Europea: questo implica importanti miglioramenti nell'uso delle numerose linee di trasmissione transfrontaliere, nella gestione dei flussi fisici e commerciali di elettricità, inclusi quelli a brevissima scadenza, indispensabili per il bilanciamento della rete, e di conseguenza nella sicurezza ed economicità dell'approvvigionamento di elettricità.

Sostegno alla sicurezza e alla decarbonizzazione...

Sempre riguardo al tema della sicurezza, l'accordo garantisce alla Confederazione la possibilità di mantenere le proprie centrali idroelettriche di riserva e di svilupparne di nuove.

Per quanto riguarda la transizione energetica, resta intatta la possibilità per la Svizzera di incentivare i nuovi investimenti in impianti rinnovabili, come già avviene in altri paesi europei.

E completa apertura del mercato retail

L'accordo richiede infine la completa liberalizzazione del mercato al dettaglio dell'elettricità, un provvedimento in discussione già da diversi anni. I consumatori sotto una certa soglia di consumo potranno comunque decidere se cambiare fornitore o contratto, oppure rimanere all'interno di un mercato "tutelato", caratterizzato dalla presenza di offerte a prezzo regolato. Le misure introdotte sono particolarmente importanti perché permettono alla Svizzera di affrontare in modo più efficiente le sfide della decarbonizzazione – in particolare l'integrazione delle nuove fonti rinnovabili intermittenti – e garantiscono ai rappresentanti della Confederazione un posto in seno agli organismi tecnici che decidono l'evoluzione della regolazione comunitaria in materia di energia, assicurando un più facile adattamento all'evoluzione del diritto comunitario.

2.3. Strategia idrogeno: la Svizzera recupera il ritardo

Un altro tema su cui il 2024 ha portato importanti sviluppi, sia in Svizzera sia nell'Unione Europea, è quello dell'idrogeno.

La Strategia europea per l'idrogeno tra cautela e sostegno all'innovazione

L'interesse verso l'uso di idrogeno "verde" o "a basse emissioni" nel contesto della transizione energetica è cresciuto notevolmente negli ultimi anni, parallelamente alla diffusione delle nuove fonti rinnovabili e alla relativa riduzione dei costi di generazione.

Nel 2020, in particolare, la Commissione Europea ha pubblicato un documento di indirizzo strategico, la "Strategia europea per l'idrogeno" (Commissione Europea, 2020), che ha delineato alcune linee d'azione delle istituzioni comunitarie in vista di un possibile uso su larga scala di questo vettore energetico per la decarbonizzazione. Il documento evidenziava il possibile ruolo dell'idrogeno per la decarbonizzazione dei settori "hard to abate" (trasporti pesanti ferroviari e su ruota, trasporto aereo, trasporto marittimo, alcune applicazioni industriali), con un obiettivo di produzione e consumo potenziale stimato nell'ordine delle 10 mln t di idrogeno al 2030. La Strategia europea sottolineava dunque la necessità di sostenere gli investimenti nell'innovazione tecnologica in un settore ancora poco esplorato, sostenendo però anche la necessità di procedere con cautela nel promuovere la creazione di un mercato per una commodity ancora poco conosciuta. Il documento ribadiva infine l'importanza di disporre di standard qualitativi chiari per l'idrogeno, per distinguere le produzioni a basse emissioni da quelle tradizionali e facilitare gli scambi, anche a livello internazionale.

Obiettivi ambiziosi nel pacchetto "Fit for 55"

La Strategia europea per l'idrogeno ha subito originato un vivace dibattito sia in seno alle istituzioni comunitarie, sia soprattutto presso le aziende del settore energetico. L'interesse verso il tema è ulteriormente aumentato con l'inizio della guerra tra Russia e Ucraina e la corrispondente crisi sul mercato del gas. Il pacchetto legislativo "Fit for 55", pubblicato dalla Commissione Europea nel 2022, descriveva un mercato dell'idrogeno più ampio, con volumi pari circa 20 mln t al 2030, di cui 10 mln t importati da paesi extra europei.

Idrogeno verde e idrogeno a basse emissioni

Il dibattito ha portato all'approvazione nel 2023 di due regolamenti comunitari, il Regolamento Delegato (UE) 2023/1184 e il Regolamento Delegato (UE) 2023/1185, che hanno definito i criteri per identificare l'idrogeno come "verde", cioè prodotto usando elettricità di origine rinnovabile, e "a basse emissioni", cioè con un contenuto di carbonio ridotto almeno del 70% rispetto all'omologo tradizionale.

Il pacchetto europeo per i gas decarbonizzati

Nel 2024, infine, è stato approvato il “pacchetto gas decarbonizzati”, comprendente la Direttiva (UE) 2024/1788 e il Regolamento (UE) 2024/1788. Le due norme, che riguardano in generale il mercato del gas fossile e di tutti i gas decarbonizzati, creano un quadro regolatorio adatto a sostenere la crescita del mercato dell'idrogeno e degli altri gas decarbonizzati (biogas, metano sintetico, ...), in attesa di una completa uscita dal gas fossile entro il 2050. Le due norme garantiscono ai gas a basse emissioni l'accesso ai gasdotti a condizioni agevolate e facilitano l'investimento nelle infrastrutture di trasporto transfrontaliero. L'approccio seguito dal legislatore comunitario ricalca abbastanza fedelmente quello adottato per il gas fossile, con una forte priorità sull'accesso pro-competitivo ai gasdotti e sull'adozione di tariffe di trasporto standardizzate e rispondenti ai costi effettivamente sostenuti dai proprietari e gestori delle infrastrutture.

L'approccio prudente della Confederazione

Nel corso degli ultimi quattro anni, nonostante diversi richiami dalle aziende energetiche, la Confederazione ha assunto un atteggiamento molto cauto sul tema dell'idrogeno, condividendo sia la difficoltà della Commissione Europea nel normare un mercato ancora ai primi passi, sia la preoccupazione di evitare un uso inefficiente delle risorse pubbliche. Dopo la pubblicazione, nel 2023, di un rapporto di studio (Bundesrat, 2023), a dicembre 2024 il Consiglio federale ha finalmente pubblicato la tanto attesa Strategia nazionale per l'idrogeno (Consiglio federale, 2024).

Il documento adotta un approccio decisamente prudente: riconosce infatti il potenziale ruolo dell'idrogeno sia per la decarbonizzazione dei settori “hard to abate”, sia per garantire la sicurezza delle forniture, ma evidenzia anche la necessità di usare l'idrogeno soltanto in via residuale nelle applicazioni dove un uso diretto di elettricità non è praticabile. La Strategia, dunque, non definisce obiettivi quantitativi, ma lascia alle categorie economiche l'elaborazione di scenari di crescita. Nell'unica previsione di crescita della domanda di idrogeno, pubblicata in calce al documento, i valori in gioco (0.3 mln t di consumi totali nel 2050) sembrano ridimensionati rispetto a quelli, pur modesti, delineati nelle Prospettive energetiche 2050 (1.1 mln t di consumi totali nel 2050).

La Strategia svizzera riconosce comunque l'importanza di sviluppare un mercato dell'idrogeno ben connesso con il mercato europeo e, di conseguenza, si concentra sulla necessità di disporre di garanzie di origine coerenti con le definizioni comunitarie di idrogeno “verde” e “a basse emissioni”, nonché sull'importanza di adottare piani di investimento e regole di utilizzo degli attuali gasdotti che ne consentano una facile conversione a idrogeno, coerentemente con i piani di sviluppo dei paesi europei confinanti. Questa priorità si applica in particolare al gasdotto Transitgas che, stando al piano di investimento “European Hydrogen Backbone” sviluppato da molte aziende europee del gas, potrebbe diventare una direttrice fondamentale per il trasporto di idrogeno tra Nord e Sud d'Europa e servire, al contempo, il nuovo mercato elvetico.

La Strategia svizzera è, al momento, un documento di indirizzo, seppur già ben integrato nel quadro normativo della Strategia energetica 2050. Il testo manifesta però finalmente l'interesse concreto della Confederazione nel rimanere al passo con l'evoluzione del mercato europeo dell'idrogeno, pur con le cautele che la novità tecnologica impone.

2.4. I consumatori al centro delle Direttive europee sul disegno di mercato elettrico

Un ultimo tema rilevante e di probabile impatto nei prossimi anni è la riforma del mercato europeo dell'elettricità introdotta, a giugno 2024, con la Direttiva (UE) 2024/1711 e il Regolamento (UE) 2024/1747. Questi provvedimenti sono una risposta sia alle difficoltà che i prezzi elevati dell'elettricità osservati nel 2022 hanno causato ai consumatori domestici e industriali, sia ad alcune criticità che il mercato interno dell'elettricità sta attraversando, legate

soprattutto alle inefficienze nella gestione delle linee di trasmissione e alla difficoltà di integrare una quota ormai molto consistente di fonti rinnovabili intermittenti.

I due documenti muovono dagli stessi due punti di partenza: il contributo molto consistente delle nuove fonti rinnovabili, caratterizzate da costi operativi molto bassi, e la necessità di proteggere i consumatori dai picchi di prezzo associati a situazioni di straordinaria criticità sui mercati dell'energia. I picchi di prezzo, si sottolinea, sono causati da una frazione relativamente piccola delle offerte presentate sul mercato elettrico, tipicamente le offerte di elettricità degli impianti termoelettrici a gas. L'effetto di queste forniture marginali molto costose, che determinano il prezzo di equilibrio sul mercato, si propaga però anche a quantitativi di elettricità che potrebbero essere scambiati a un prezzo decisamente più basso, e causa quindi un grave danno ai consumatori.

Mercati più vicini al tempo reale, contratti di lungo periodo e contratti per differenze

In risposta a questo problema, il Regolamento (UE) 2024/1747 propone alcune misure per rendere più efficiente l'uso delle linee internazionali di trasmissione e per avvicinare il momento del "gate closure", cioè della chiusura degli scambi sui mercati infragiornalieri, al tempo reale. Gli obiettivi sono, da un lato, aumentare gli scambi tra paesi anche in prossimità del tempo reale, favorendo un uso più efficiente delle risorse di bilanciamento anche a livello transfrontaliero grazie a una maggiore integrazione dei relativi mercati, dall'altro migliorare l'offerta di flessibilità, compresa quella offerta dai consumatori finali. Queste misure dovrebbero contribuire a ridurre i picchi di prezzo e le emissioni associate all'attivazione della generazione termoelettrica più flessibile.

Il Regolamento chiede anche agli Stati membri di usare, per l'incentivazione della nuova capacità rinnovabile, gli strumenti dei "contratti per differenze a due vie" e dei "power purchase agreement".

I contratti per differenze a due vie sono accordi, generalmente stipulati tra lo Stato e un produttore da fonti rinnovabili, che prevedono uno "strike price" per l'energia prodotta. In questo tipo di contratti il produttore di energia si vincola a vendere la propria produzione sul mercato; se il prezzo di mercato è superiore allo strike price, il produttore si impegna a pagare allo Stato la differenza, mentre se il prezzo di mercato è minore dello strike price è lo Stato a corrispondere la differenza al produttore di energia. Il vantaggio, per il produttore, è la possibilità di valorizzare la propria produzione a un prezzo stabile e noto ex ante.

I power purchase agreements sono invece accordi di lungo periodo tra un produttore, generalmente da fonti rinnovabili, e un compratore. I volumi contrattualizzati tramite power purchase agreement escono, di fatto, dalla negoziazione sul mercato all'ingrosso dell'elettricità e transitano direttamente dal produttore al consumatore, naturalmente per il tramite delle reti. Il ricorso a questi contratti implica un certo grado di complessità sia per la definizione dei termini contrattuali, spesso facilitata da formati standard predisposti dalle associazioni di categoria (ACER, 2024 D), sia per la necessità di bilanciare, da un lato, l'interesse del produttore a un ricavo ragionevole e prevedibile nel medio-lungo periodo, dall'altro la difficoltà del compratore a garantire volumi di acquisto stabili su un orizzonte pluriennale. Il quadro è reso ulteriormente più intricato dal fatto che, nel caso di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili intermittenti, il consumatore deve necessariamente prevedere anche un approvvigionamento aggiuntivo, per compensare la volatilità della fornitura e gli eventuali periodi di bassa produzione (Mili S., Côté E., 2025). Queste difficoltà sono bilanciate, per il venditore e per il compratore, dall'importante beneficio della prevedibilità, rispettivamente, del prezzo di vendita e del costo di acquisto nel lungo periodo.

Entrambi gli strumenti dovrebbero, nei fatti, mettere a disposizione dei consumatori finali energia pulita a un costo stabile e prevedibile, sottraendo queste quantità alla volatilità delle quotazioni sui mercati all'ingrosso. È interessante rilevare che questa indicazione del nuovo pacchetto normativo rappresenta una significativa inversione di tendenza rispetto al passato, quando la priorità delle istituzioni comunitarie era promuovere un aumento dei volumi scambiati sui mercati all'ingrosso, a discapito della contrattazione bilaterale di lungo periodo (Hancher, L. et al., 2025).

Offerte più varie per i consumatori e maggiori possibilità di condividere l'energia

La Direttiva (UE) 2024/1711 propone invece di sfruttare le nuove produzioni rinnovabili per offrire ai consumatori una maggiore varietà di offerte, maggiormente aderenti ai reali costi di produzione dei diversi operatori del mercato ed eventualmente basate proprio sui power purchase agreement stipulati dai fornitori. La Direttiva chiede inoltre agli Stati membri sia di permettere a ciascun consumatore di stipulare più di un contratto di fornitura per lo stesso punto di riconsegna, sfruttando per esempio misuratori separati per apparecchiature diverse, sia di abilitare la condivisione, anche gratuita, di elettricità tra autoproduttori e consumatori, sfruttando piattaforme informatiche dedicate e, se utile, abilitando le comunità energetiche rinnovabili a svolgere un ruolo da intermediario. L'obiettivo ultimo di queste misure è che i consumatori europei, compresi quelli industriali, possano essere riforniti di energia pulita ed economicamente conveniente e possano essere protetti dalla volatilità di prezzo associata ai mercati internazionali degli idrocarburi.

D'altro canto, la Direttiva (UE) 2024/1711 sottolinea come la disponibilità di offerte di fornitura diversificate e di misuratori intelligenti possono facilitare una partecipazione attiva dei consumatori e aumentare, indirettamente, l'offerta di flessibilità disponibile per il sistema. Questo meccanismo potrebbe contribuire a smorzare sia eventuali picchi di prezzo legati a criticità di breve durata, sia il problema della frequenza sempre maggiore delle ore a prezzo negativo.

3. Uno sguardo al 2025

3.1. Il mercato all'ingrosso dell'elettricità nel 2025

Il 2025 si è aperto con alcune tensioni sul fronte dei prezzi: le quotazioni a pronti dell'elettricità in Svizzera e nei paesi europei confinanti sono risalite a partire da ottobre raggiungendo livelli piuttosto alti. Questa situazione si potrebbe protrarre ancora per alcuni mesi, a causa della scarsità di offerta sul mercato mondiale del GNL, del livello relativamente basso di riempimento degli stoccaggi europei e del piccolo, ma significativo aumento di domanda indotto dal venire meno delle importazioni di gas russo via Ucraina. L'entrata in funzione di nuova capacità di liquefazione potrebbe contribuire a smorzare le tensioni a partire dalla seconda metà dell'anno (OIES, 2025 B).

Le incertezze geopolitiche dello scenario globale

Lo scenario energetico globale è soggetto però a numerosi fattori di incertezza:

- Le guerre attualmente in corso a Gaza e tra Russia e Ucraina spingono al rialzo i prezzi degli idrocarburi, anche per il timore di interruzioni delle rotte di approvvigionamento. Specularmente, la fine delle ostilità in uno o entrambi i conflitti potrebbe alleggerire queste preoccupazioni e favorire un ritorno verso quotazioni vicine alla media del periodo 2023-2024;
- I dazi annunciati e, in parte, già introdotti dal neo eletto presidente statunitense Donald Trump potrebbero gravare sulle prospettive dell'economia mondiale, riducendo la domanda di energia dell'industria e, di conseguenza, il livello dei prezzi, in particolare nell'ipotesi dello sviluppo di una guerra dei dazi su scala globale;
- L'annuncio del presidente Trump di voler ritirare gli Stati Uniti dall'Accordo di Parigi e il possibile contagio di una parte dei paesi firmatari potrebbero rallentare gli auspicati investimenti nelle fonti rinnovabili, dirottando gli investimenti verso le fonti fossili. Un aumento della produzione di idrocarburi potrebbe contribuire a una discesa dei prezzi – verosimilmente meno forte per il petrolio, grazie all'azione stabilizzatrice dell'OPEC+. Il rallentamento nell'espansione delle fonti rinnovabili, d'altro canto, potrebbe invece contribuire a sostenere la domanda di idrocarburi e, di conseguenza, anche i prezzi, rendendo i paesi "ritardatari" più esposti ai livelli e alla volatilità di prezzo del gas, del carbone e del petrolio;
- In questo contesto saranno cruciali le scelte della Cina, che negli ultimi pochi anni è diventata non solo il maggior investitore nelle fonti rinnovabili, ma anche il principale produttore di infrastrutture per la transizione energetica a livello globale. L'economia cinese affronta nel 2025 un anno non facile, a causa sia dei timori legati ai dazi, sia della crisi del mercato immobiliare nazionale. Il timore di una saturazione del fabbisogno di infrastrutture green o dell'impatto dei dazi su questo segmento dell'economia potrebbe causare un rallentamento delle esportazioni e/o un aumento dei costi di queste componenti, indispensabili per la transizione energetica anche in Occidente. Le previsioni governative di crescita dell'economia al 5% sembrano leggermente ottimistiche, ma il futuro, sia per l'economia sia per la transizione energetica, dipenderà anche dalle decisioni che orienteranno il prossimo piano economico quinquennale, che sarà definito nell'anno in corso (OIES, 2025 B).

Tenuta dei prezzi nel primo semestre, ritorno all'equilibrio nel secondo

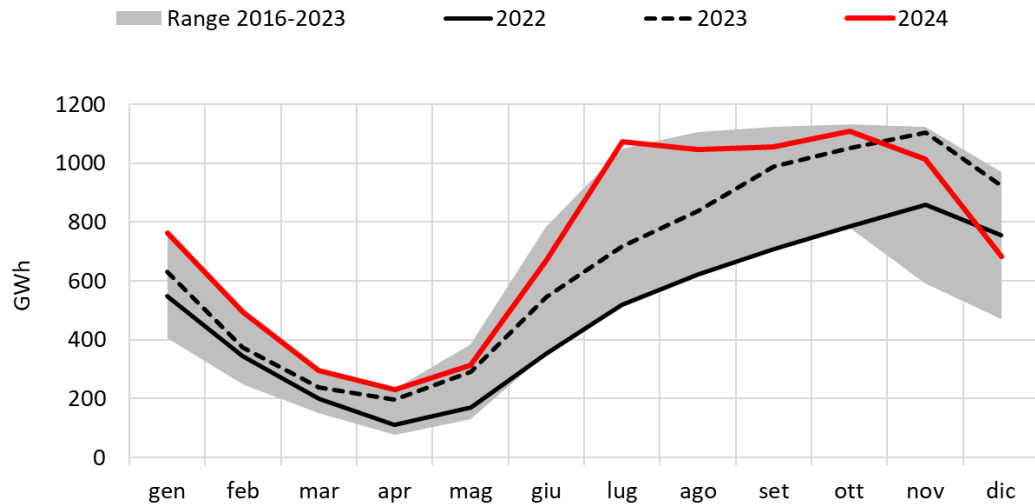
Nel complesso, l'aspettativa che emerge dalle considerazioni degli analisti è quella di una certa stabilità delle quotazioni dell'elettricità in Svizzera intorno agli 80-100 EUR/MWh per tutto il primo semestre 2025 e un ritorno verso i 60-70 EUR/MWh nella seconda metà dell'anno.

L'andamento delle produzioni rinnovabili in Svizzera e nei paesi confinanti, condizionato ovviamente dalle variabili meteorologiche, potrà determinare temporanei scostamenti rispetto al livello di equilibrio, ancora largamente condizionato dalle dinamiche del mercato del gas.

Il livello di riempimento dei bacini idroelettrici, posizionato a dicembre 2024 nella fascia medio-bassa rispetto alle medie degli anni 2016-2023 (Figura 3.1 e Figura 3.2), lascia presagire un

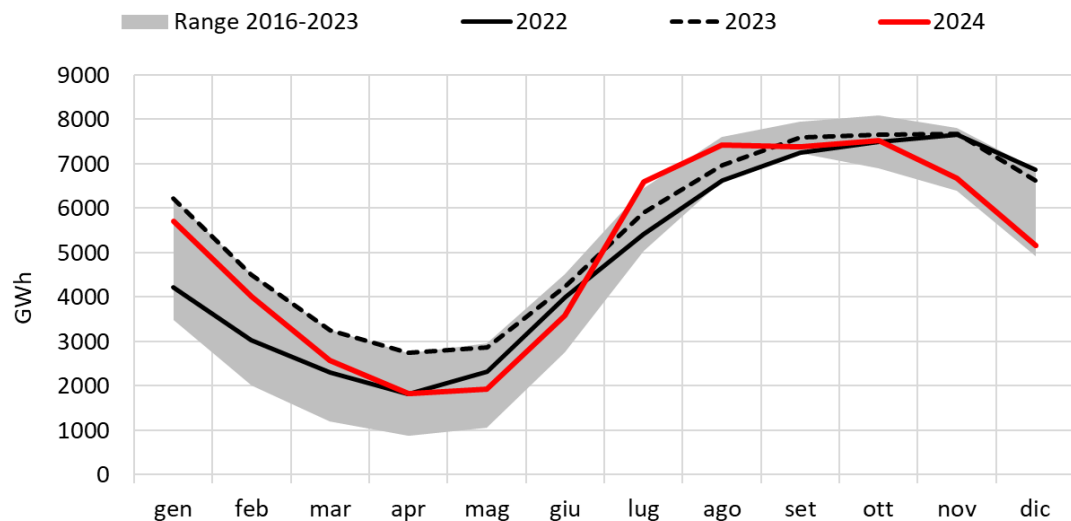
marginale di manovra positivo, ma non generoso per affrontare eventuali strettoie alla fine dell'inverno e all'inizio della primavera.

Figura 3.1 – Livello di riempimento dei bacini idroelettrici in Ticino



Fonte: elaborazioni O-FPE su dati UFE

Figura 3.2 – Livello di riempimento dei bacini idroelettrici nel resto della Svizzera



Fonte: elaborazioni O-FPE su dati UFE

3.2. Il Ticino non resta indietro: il nuovo Piano Energetico e Climatico Cantonale

A livello cantonale, il 2024 ha portato una significativa e positiva novità, con la pubblicazione del Piano Energetico e Climatico Cantonale o "PECC", (DT – DFE, 2024), frutto di un lungo lavoro di studio e consultazione delle parti sociali interessate.

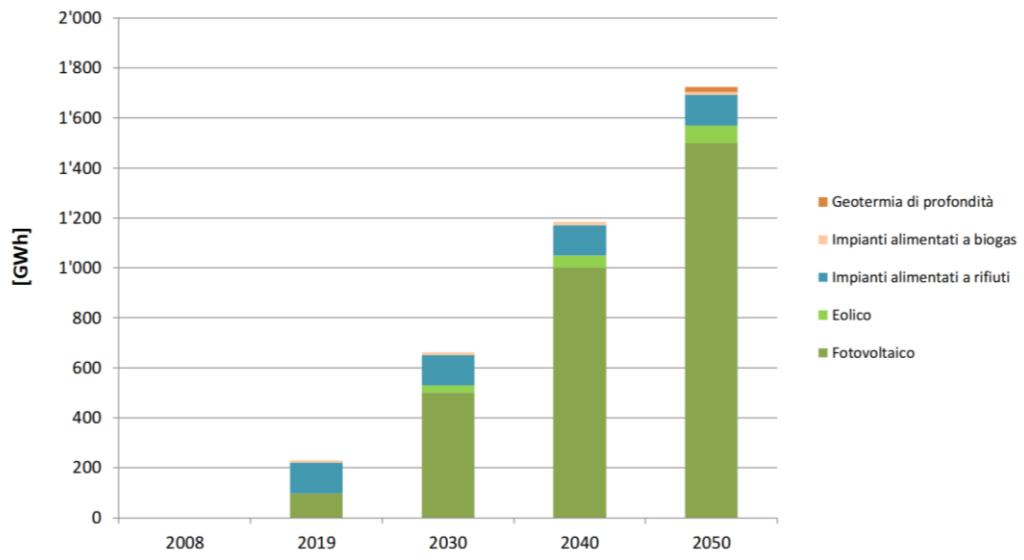
Il PECC propone importanti misure di contenimento delle emissioni, con l'obiettivo di arrivare a una riduzione del 90% delle emissioni climalteranti entro il 2050 rispetto all'anno base 2008 – le emissioni residue sono stimate pari a circa 1 t CO₂eq. per persona per anno.

Questo obiettivo dovrà essere raggiunto attraverso diverse linee d'azione:

- L'abbandono delle fonti fossili per il riscaldamento degli edifici entro il 2040, a favore delle fonti rinnovabili termiche e/o elettriche o del teleriscaldamento alimentato con energie rinnovabili;
- L'espansione delle nuove fonti rinnovabili, in particolare del fotovoltaico sui tetti e sulle pareti degli edifici, con l'obbligo di installare impianti fotovoltaici sugli edifici esistenti con superficie utile di almeno 300 m². Il PECC prevede inoltre la possibilità di considerare, se risulterà indispensabile, l'investimento in pochi impianti fotovoltaici alpini, più produttivi nel periodo invernale;
- Un'attenzione particolare alla produzione di elettricità nel periodo invernale, con la realizzazione di impianti idroelettrici di pompaggio, una modesta espansione della produzione eolica, il sostegno all'innovazione nello stoccaggio di energia e nelle tecnologie per l'uso dell'idrogeno o di altri gas decarbonizzati come batteria chimica per la produzione di elettricità (Power-to-X e Power-to-X-to-Power), e infine, se indispensabile, il già citato ricorso al fotovoltaico alpino;
- Come risultato, una certa considerazione dell'indipendenza energetica, che dovrebbe proteggere l'economia e la società del Cantone sia dal rischio di penuria energetica, sia dalla volatilità dei prezzi dell'energia.

Nel complesso, il fotovoltaico è la fonte da cui si attende la maggior crescita, nonostante l'approccio prudente seguito nella valutazione del potenziale sui tetti e nelle aree già edificate (Figura 3.3).

Figura 3.3 – Produzione di energia elettrica da nuove fonti rinnovabili in Ticino



Fonte: DT – DFE, 2024

Per consentire il raggiungimento di questi obiettivi, a fine 2024 sono stati prorogati gli incentivi esistenti per il risanamento degli edifici, per la sostituzione degli impianti di riscaldamento alimentati a energie fossili, per la mobilità elettrica e le relative infrastrutture di ricarica, ed infine per le energie rinnovabili ("FER"). È stato inoltre varato uno stanziamento di 27 mln CHF per le reti di teleriscaldamento e relative centrali termiche.

Il PECC è ragionevolmente ambizioso sotto il profilo della mitigazione del cambiamento climatico e, probabilmente sulla scorta dei problemi di accettazione sociale già osservati sulla scala nazionale, predilige saggiamente un approccio che minimizza l'impatto delle infrastrutture sull'ambiente e sul paesaggio. Le misure descritte dovrebbero effettivamente contribuire a sviluppare un sistema energetico non solo più pulito, ma anche più sicuro e al riparo dalla volatilità dei prezzi, con importanti benefici in termini di competitività e benessere sociale.

La sfida nell'attuazione risiede nella capacità di coinvolgere le famiglie e le attività economiche del Cantone, con particolare riguardo alle piccole e medie imprese. Le decisioni individuali di investimento risentono di vincoli cognitivi e limitazioni legate alle disponibilità economiche, alle abitudini, alle attitudini e alla capacità di relazionarsi con nuove tecnologie, come evidenziato anche nell'indagine IRE "Barometro delle energie rinnovabili 2022" (IRE, 2023). La capacità di coinvolgere attivamente le persone, per esempio mediante campagne informative mirate, illustrazione di casi di successo, creazione di reti sociali positive e altre iniziative simili sarà cruciale per garantire il progresso lungo la traiettoria prefissata.

Riferimenti

ACER, 2023. *Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back?* 2023 Market Monitoring Report, 19 December 2023.

ACER, 2024 A. *Key developments in EU electricity wholesale markets*. 2024 Market Monitoring Report, 20 March 2024, Report in PowerPoint format.

ACER, 2024 B. *Progress of EU electricity wholesale market integration*. 2024 Market Monitoring Report, 14 November 2024.

ACER, 2024 C. *Security of EU electricity supply*. 2024 Monitoring Report, 16 December 2024.

ACER, 2024 D. *Assessment on the need of ACER's voluntary Power Purchase Agreement contract template(s)*. 15 October 2024.

Bundesrat, 2023. *Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz*. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 20.4709 Candinas, 18.12.2020. Bern, 15. November 2023.

Commissione Europea, 2020. *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni – Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*. Bruxelles, 8.7.2020.

Consiglio federale, 2024. *Strategia per l'idrogeno in Svizzera*. Berna, 13 dicembre 2024.

DT – DFE, 2024. *Piano Energetico e Climatico Cantonale – Strategia e Provvedimenti*. Luglio 2024.

European Commission, 2024. *Quarterly report On European electricity markets*. Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 17 (issue 3, covering third quarter of 2024).

Hancher L., Glachant J.-M., Dezobry G., 2025. *A new approach to long term contracts*. Policy Brief, Issue 2025/01, January 2025

Istituto di Ricerche Economiche (IRE), 2023. *Barometro delle energie rinnovabili 2022*. Osservatorio Finanze Pubbliche ed Energia (O-FPE), marzo 2023.

Mili S., Côté E., 2025. *Green on demand? Offtaker preferences for corporate power purchase agreements*. Energy Policy, Vol. 196, 114408.

OIES, 2025, A. *Quarterly Gas Market Review: Winter cold snaps underpin firmer prices*. Oxford Institute for Energy Studies.

OIES, 2025, B. *Key Themes for the Global Energy Economy in 2025*. Oxford Institute for Energy Studies.

Rosslowe C., Petrovich B., 2025. *European Electricity Review 2025*. Ember, 23 January 2025.

Sharples J., 2025. *The End of Russian Gas Transit via Ukraine: Immediate Impact and Implications for the European Gas Market in 2025*. Energy Insight: 162. Oxford Institute for Energy Studies.

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
web <https://www.ire.usi.ch/it>

© Università della Svizzera italiana