

STRATEGIA ENERGETICA 2050

RAPPORTO DI MONITORAGGIO

2023

VERSIONE SINTETICA¹

¹ Comprendente dati perlopiù fino al 2022. Il rapporto di monitoraggio annuale non è stato pubblicato nel 2022. Il Consiglio federale ha invece adottato il primo rapporto quinquennale nell'ambito del monitoraggio alla fine del 2022 (Consiglio federale, 2022e).



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Ufficio federale dell'energia UFE

INDICE

4 INTRODUZIONE

▶ 8 **TEMA** **CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA**

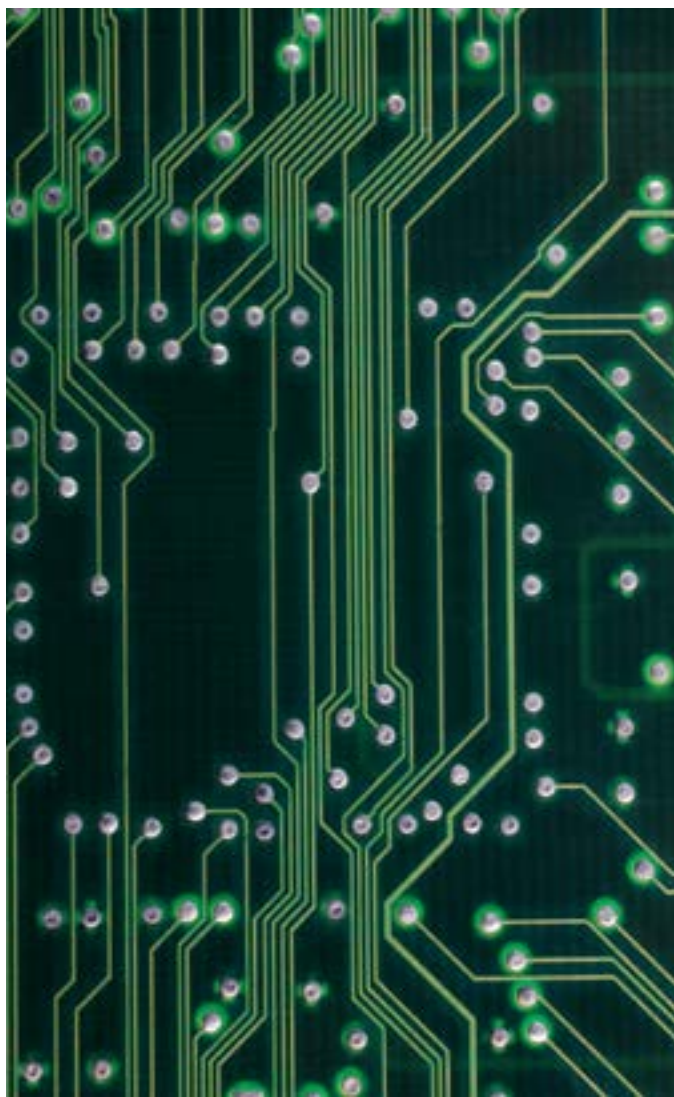
- 9 Consumo di energia finale pro capite annuo
- 10 Consumo elettrico pro capite annuo
- 12 Produzione elettrica da energie rinnovabili (senza energia idroelettrica)
- 13 Produzione idroelettrica

▶ 14 **TEMA** **SVILUPPO DELLE RETI**

- 15 Stadio e durata dei progetti concernenti la rete di trasporto
- 25 Interramento di linee elettriche
- 27 Contatori intelligenti (smart meter)

▶ 28 **TEMA** **SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO**

- 29 Diversificazione dell'approvvigionamento energetico
- 30 Dipendenza dall'estero
- 31 Sicurezza dell'approvvigionamento elettrico: System Adequacy e capacità produttiva invernale





INDICE

▶ 35 **TEMA**

SPESE E PREZZI

36 Spesa energetica del consumatore finale

38 Confronto internazionale del prezzo dell'energia per i settori industriali

▶ 42 **TEMA**

EMISSIONI DI CO₂

43 Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico

45 Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore

▶ 46 **TEMA**

RICERCA E TECNOLOGIA

47 Spese del settore pubblico per la ricerca energetica

▶ 48 **TEMA**

CONTESTO INTERNAZIONALE

49 Evoluzione dei mercati globali dell'energia

53 Sviluppi nell'UE

55 Politica climatica internazionale

57 Collaborazione internazionale in Svizzera in ambito energetico

59 BIBLIOGRAFIA DELLE OPERE E DELLE FONTI

62 INDICE DELLE FIGURE





► INTRODUZIONE

Con la Strategia energetica 2050 la Svizzera trasforma il proprio sistema energetico. La Strategia energetica dovrebbe permettere l'abbandono graduale del nucleare, l'aumento dell'efficienza energetica e della quota di energie rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico, continuando a garantire un approvvigionamento energetico sicuro ed economico. Nel referendum di maggio 2017 il popolo svizzero ha approvato il nuovo orientamento della legislazione in materia energetica, in vigore dall'inizio del 2018.

Continua ►►►

Alla luce del nuovo obiettivo climatico per il 2050 (*si veda più sotto*), i vettori energetici fossili devono essere in gran parte sostituiti da elettricità rinnovabile, soprattutto nei settori dei trasporti e del calore. Attraverso la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, viene ulteriormente sviluppata la Strategia energetica 2050. La legge, approvata dal Parlamento nella sessione autunnale 2023, entrerà presumibilmente in vigore il 1° gennaio 2025 (fatto salvo un eventuale referendum) e prevede diverse misure volte a incrementare in modo rapido e sistematico la produzione di energia elettrica rinnovabile indigena, integrarla meglio nel sistema elettrico e rafforzare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento. Per velocizzare ulteriormente il potenziamento delle energie rinnovabili, nel giugno 2023 il Consiglio federale ha adottato e trasmesso al Parlamento una modifica della legge sull'energia, il cosiddetto «atto sull'accelerazione» (Consiglio federale 2023e). Essenzialmente il progetto prevede lo snellimento delle procedure di autorizzazione e di ricorso concernenti impianti di grandi dimensioni nonché la semplificazione del processo di pianificazione del potenziamento della rete elettrica. L'atto sull'accelerazione integra i progetti approvati dal Parlamento nell'ambito dell'«offensiva nel settore dell'energia solare ed eolica».

Gli obiettivi della politica energetica sono strettamente legati a quelli della politica climatica, poiché circa tre quarti delle emissioni di gas serra in Svizzera sono causati dall'uso di vettori energetici fossili. Entro il 2050 la Svizzera dovrà presentare un saldo netto delle emissioni di gas serra pari a zero. Questo obiettivo è stato deciso dal Consiglio federale nell'autunno del 2019 (Consiglio federale, 2019a). Le Prospettive energetiche aggiornate 2050+ dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) evidenziano che la Svizzera può trasformare il suo approvvigionamento energetico entro il 2050 in linea con questo obiettivo, garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Le Prospettive energetiche 2050+ costituiscono una base importante per la «Strategia climatica a lungo termine della Svizzera», adottata dal Consiglio federale nel gennaio 2021 per concretizzare l'obiettivo del «saldo netto delle emissioni pari a zero» (Consiglio federale 2021a). Questa strategia illustra le linee guida per la politica climatica fino al 2050 e stabilisce obiettivi strategici per i diversi settori (Consiglio federale 2021a). Il 18 giugno 2022 il popolo svizzero si è espresso a favore della legge federale sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCli), presentata sotto forma di iniziativa parlamentare (Pa.Iv 21.501) della CAPTE-N come controprogetto indiretto all'Iniziativa per i ghiacciai. La nuova legge trasforma l'obiettivo del «saldo netto delle emissioni pari a zero» da indicativo a vincolante, stabilisce gli obiettivi intermedi e i valori indicativi per singolo settore e comprende svariate misure di promozione volte a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050.

La Svizzera ha preso un impegno internazionale per ridurre entro il 2030 i suoi gas serra del 50 per cento rispetto al 1990. L'attuazione nazionale di questo obiettivo e le corrispondenti misure erano previste nella legge sul CO₂ riveduta, che è stata respinta dal popolo svizzero nel referendum del giugno 2021. In ogni caso, l'obiettivo di riduzione per il 2030 rimane valido. Nel settembre 2022, il Consiglio federale ha quindi approvato il messaggio concernente la revisione della legge sul CO₂ per il periodo successivo al 2024 (Consiglio federale, 2022d). Dal nuovo progetto, attualmente in fase di deliberazione in Parlamento, sono stati eliminati alcuni degli strumenti che avevano portato al respingimento della precedente revisione. Per prorogare le misure non controverse della legge sul CO₂ scadute alla fine del 2021 e l'obiettivo di riduzione nazionale fino alla fine del 2024, sulla base di un'iniziativa parlamentare (Pa.lv. 21.477) della CAPTE-N il Parlamento ha approvato una revisione parziale della legge sul CO₂, entrata in vigore con effetto retroattivo il 1° gennaio 2022.

Considerato il lungo orizzonte temporale è previsto un monitoraggio che consente di osservare gli sviluppi e i progressi determinanti, misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi, i vantaggi nonché i costi delle misure per l'economia nazionale e anche correggere per tempo e su basi concrete eventuali sviluppi indesiderati. La base legale per il monitoraggio è data in primo luogo dalla legislazione in materia energetica, più precisamente dagli articoli 55 segg. della legge sull'energia (LEne) e dagli articoli 69 segg. dell'ordinanza sull'energia (OEn).

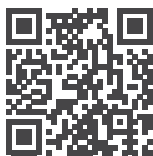
Il presente rapporto di monitoraggio per l'anno 2023 (versione sintetica; dati principalmente fino al 2022) contiene alcuni indicatori e parti descrittive relativi ai seguenti sette temi.

- **TEMA** **CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA**
 - **TEMA** **SVILUPPO DELLE RETI**
 - **TEMA** **SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO**
 - **TEMA** **SPESE E PREZZI**
 - **TEMA** **EMISSIONI DI CO₂**
 - **TEMA** **RICERCA E TECNOLOGIA**
 - **TEMA** **CONTESTO INTERNAZIONALE**
-

➤ Ulteriori indicatori sono contenuti nella **versione dettagliata del rapporto di monitoraggio**:
www.monitoraggioenergia.ch



➤ **Importanti indicatori** sull'attuale situazione dell'approvvigionamento energetico sono disponibili nel Dashboard sull'energia Svizzera dell'UFE:
www.dashboardenergia.ch



► CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA

La diminuzione del consumo di energia e di elettricità attraverso il rafforzamento delle misure di efficienza energetica è uno degli obiettivi principali della Strategia energetica 2050 e un caposaldo della legislazione in materia energetica. Lo stesso vale per l'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, che deve in parte compensare il graduale arresto della produzione delle centrali nucleari. In questo ambito gli indicatori comprendono i valori indicativi fissati nella legge sull'energia (LEne) per il consumo energetico ed elettrico pro capite, il potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili come pure per l'energia idroelettrica. Con la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, il Parlamento ha fissato nuovi obiettivi vincolanti per il 2035 e il 2050. La legge entrerà in vigore presumibilmente il 1° gennaio 2025 (fatto salvo un eventuale referendum). I seguenti grafici e commenti fanno quindi riferimento anche a questi nuovi valori obiettivo vincolanti.

CONSUMO DI ENERGIA FINALE PRO CAPITE ANNUO

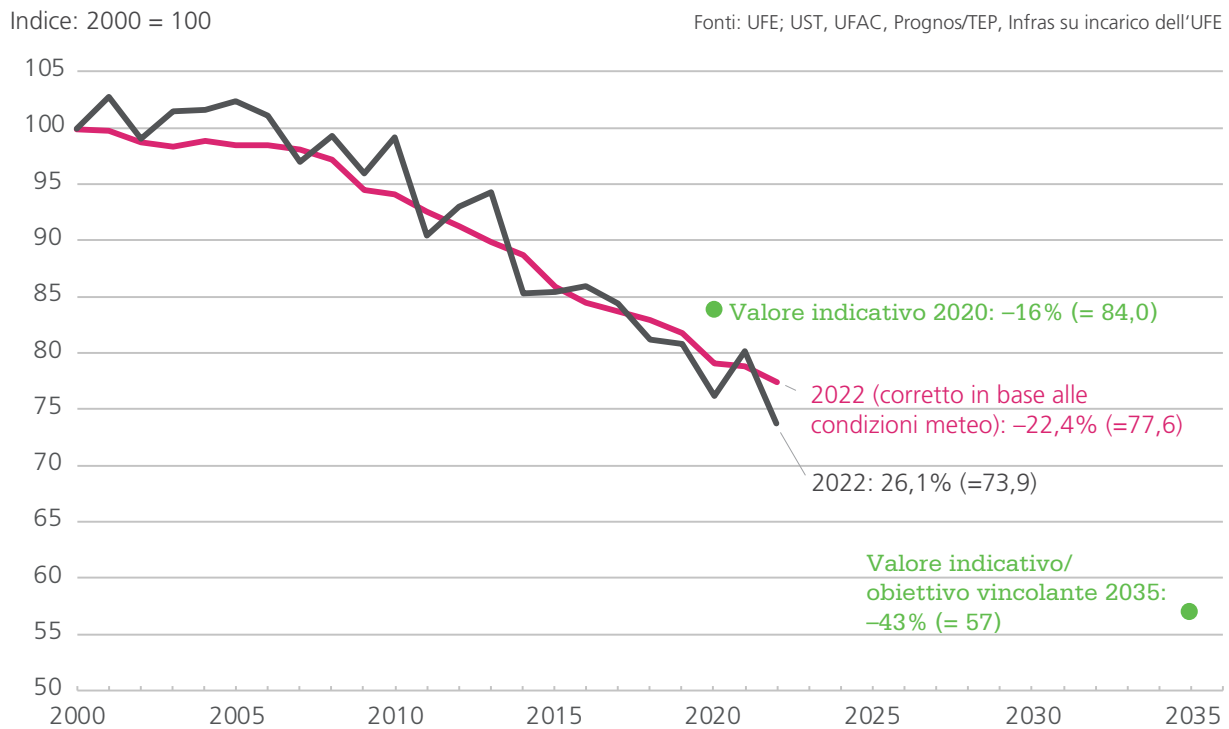


Figura 1: Andamento del consumo di energia finale² pro capite dal 2000 (indicizzato)

Come mostra la **Figura 1**, dal 2000 si è registrato un calo del consumo di energia finale pro capite. Questa flessione si spiega con il fatto che tra il 2020 e il 2022 il consumo di energia finale assoluto è diminuito del 9,8 per cento, mentre nello stesso intervallo di tempo la popolazione è cresciuta del 22,2 per cento. In virtù della legge sull'energia si persegue una riduzione del consumo di energia finale pro capite pari al 16 per cento entro il 2020 e al 43 per cento (valore indicativo) entro il 2035 rispetto al livello del 2000 (anno di base). La legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili sancisce questo valore del 43 per cento entro il 2035 come obiettivo vincolante. Nel 2020 il consumo di energia pro capite è stato pari a 80,6 gigajoule (22,4 MWh), ossia inferiore del 26,1 per cento rispetto al 2000. Corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari al 22,4 per cento. In futuro il consumo di energia finale pro capite, corretto sulla base dei fattori meteorologici, dovrà diminuire in media del 2,2 per cento all'anno, in modo da poter raggiungere anche il valore di riferimento per il 2035. Il calo medio negli ultimi dieci anni è stato circa dell'1,6 per cento all'anno. Nel 2022 il valore assoluto del consumo di energia finale è diminuito del 3,9 per cento rispetto all'anno precedente (del 7,4 per cento se non si considera il trasporto aereo

internazionale). Questa diminuzione è da ricondurre principalmente alle temperature più calde registrate in tale anno, che hanno comportato un minore fabbisogno di calore per il riscaldamento, ma è probabilmente anche il risultato della campagna di risparmio energetico della Confederazione e del forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica. Nell'arco dell'intero periodo in esame 2000–2022, i fattori quantitativi hanno determinato un incremento del consumo energetico; essi comprendono tutti i fattori di crescita «puri», quali l'economia complessiva (esclusi gli effetti strutturali), la popolazione, le superfici di riferimento energetico e il numero di veicoli a motore; il loro effetto è stato compensato in particolare attraverso misure politiche e il progresso tecnologico. Tra il 2000 e il 2022 questa tendenza è stata riscontrata anche a seguito della sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale e, sempre di più, con il teleriscaldamento, il calore ambiente e la legna. Per quel che riguarda i carburanti, fino al 2016 si registra una sostituzione della benzina con il diesel. Tuttavia a seguito dello scandalo dei gas di scarico, questo effetto è tornato a essere meno significativo (fonti: UFE, 2023a/UST, 2023a/UFAC, 2023/Foglio federale, 2023/Prognos/TEP/Infrassu, 2023a+b).

² Senza considerare il trasporto aereo internazionale.

CONSUMO ELETTRICO PRO CAPITE ANNUO

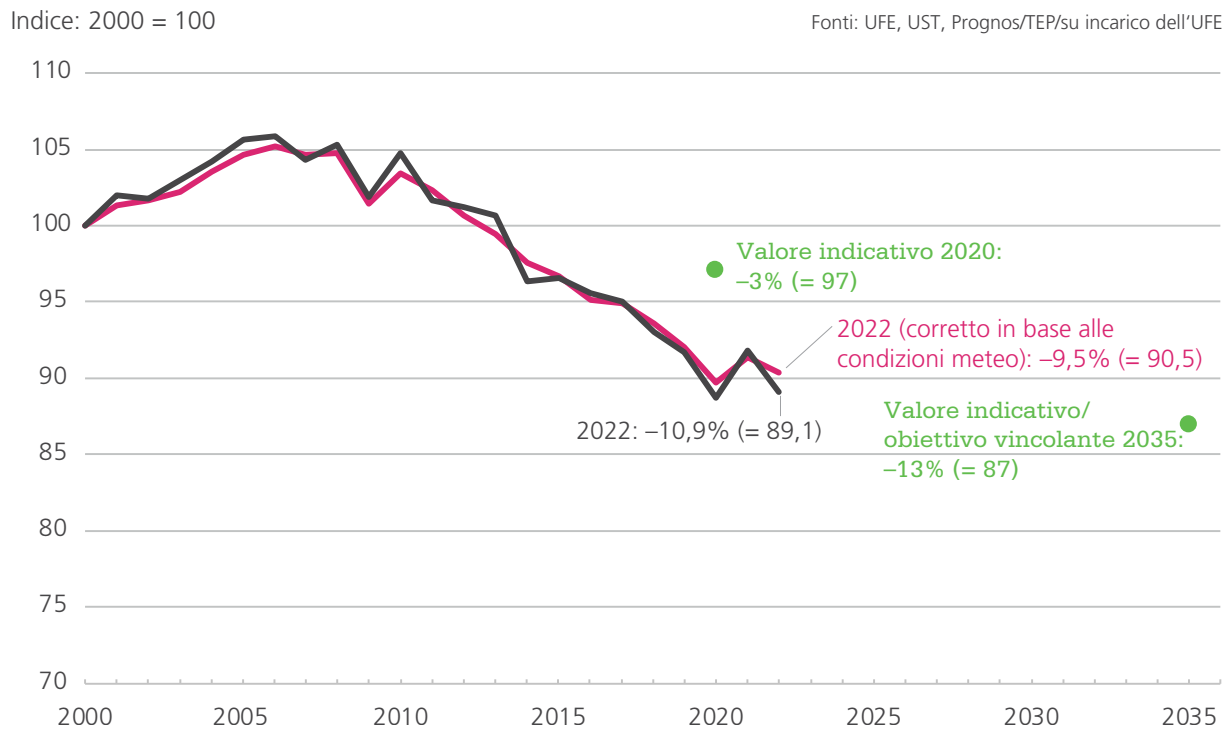


Figura 2: Andamento del consumo elettrico pro capite dal 2000 (indicizzato)

Tra il 2000 e il 2006 si è registrato un aumento del consumo elettrico pro capite. Questo aumento è da ricondurre al fatto che, mentre il consumo assoluto di energia elettrica è cresciuto del 10,4 per cento, la popolazione è aumentata solo del 4,2 per cento. Dal 2006 la tendenza è al ribasso, come mostra la **Figura 2**. Tra il 2006 e il 2022 il consumo di energia elettrica è diminuito dell'1,3 per cento a fronte di una crescita della popolazione nello stesso arco di tempo pari al 17,3 per cento. Il forte calo del consumo pro capite osservato nel 2009 è ascrivibile alla marcata contrazione economica, mentre quello registrato nel 2020 agli effetti della pandemia di Covid-19. In virtù della vigente legge sull'energia, per il consumo elettrico pro capite si persegue una riduzione pari al 3 per cento entro il 2020 e al 13 per cento entro il 2035 rispetto al livello del 2000 (anno di base). La legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili sancisce questo valore del 13 per cento en-

tro il 2035 come obiettivo vincolante. Nel 2022 il consumo elettrico pro capite è stato pari a 23,4 gigajoule (6498 kWh), ossia inferiore del 10,9 per cento rispetto al 2000. Se corretto sulla base dei fattori meteorologici, il calo è stato pari al 9,5 per cento (cfr. curva arancione). La diminuzione media corretta sulla base dei fattori meteorologici negli ultimi dieci anni è stata dell'1,05 per cento all'anno. Secondo le Prospettive energetiche 2050+, per raggiungere entro il 2050 l'obiettivo climatico delle emissioni nette di gas serra pari a zero, si prevede a medio termine un aumento significativo della domanda di elettricità, dovuto all'elettrificazione del sistema energetico, il che renderà più difficile raggiungere l'obiettivo in futuro (mobilità elettrica, pompe di calore, elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, grandi pompe di calore e, a lungo termine, tecnologie a emissioni negative e sistemi di cattura e stoccaggio di CO₂). Pertanto, il valore indicativo per il 2035 (-13%) non può essere raggiunto senza ulteriori

CONSUMO ELETTRICO PRO CAPITE ANNUO

sforzi. Nel 2022 il consumo assoluto di energia elettrica è diminuito dell'1,9 per cento rispetto all'anno precedente. Questo calo è da ricondurre principalmente alle temperature più elevate rispetto all'anno precedente, ma vi hanno contribuito anche l'aumento dell'efficienza e la campagna di risparmio della Confederazione. L'aumento del consumo di energia elettrica registrato lungo l'intero periodo in esame 2000–2022 è stato determinato principalmente da fattori quantitativi e in misura minore da effetti sostitutivi (ad es. la sostituzione di riscaldamenti fossili con pompe di calore e di motori a combustione convenzionali con veicoli elettrici)

e fattori strutturali (ad es. differenti tassi di crescita di singoli settori). L'adozione di strumenti e misure di politica energetica (ad es. prescrizioni di natura politica e le misure volontarie di SvizzeraEnergia) e i progressi tecnologici (provvedimenti edilizi per l'isolamento termico e impiego di impianti di riscaldamento, elettrodomestici, sistemi di illuminazione, macchine, ecc. più efficienti) hanno avuto invece un crescente effetto inibitore sul consumo elettrico (fonti: UFE, 2023a/UST, 2023a/Foglio federale, 2023/Prognos/TEP/Infras 2023a+b/Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

PRODUZIONE ELETTRICA DA ENERGIE RINNOVABILI (SENZA ENERGIA IDROELETTRICA)

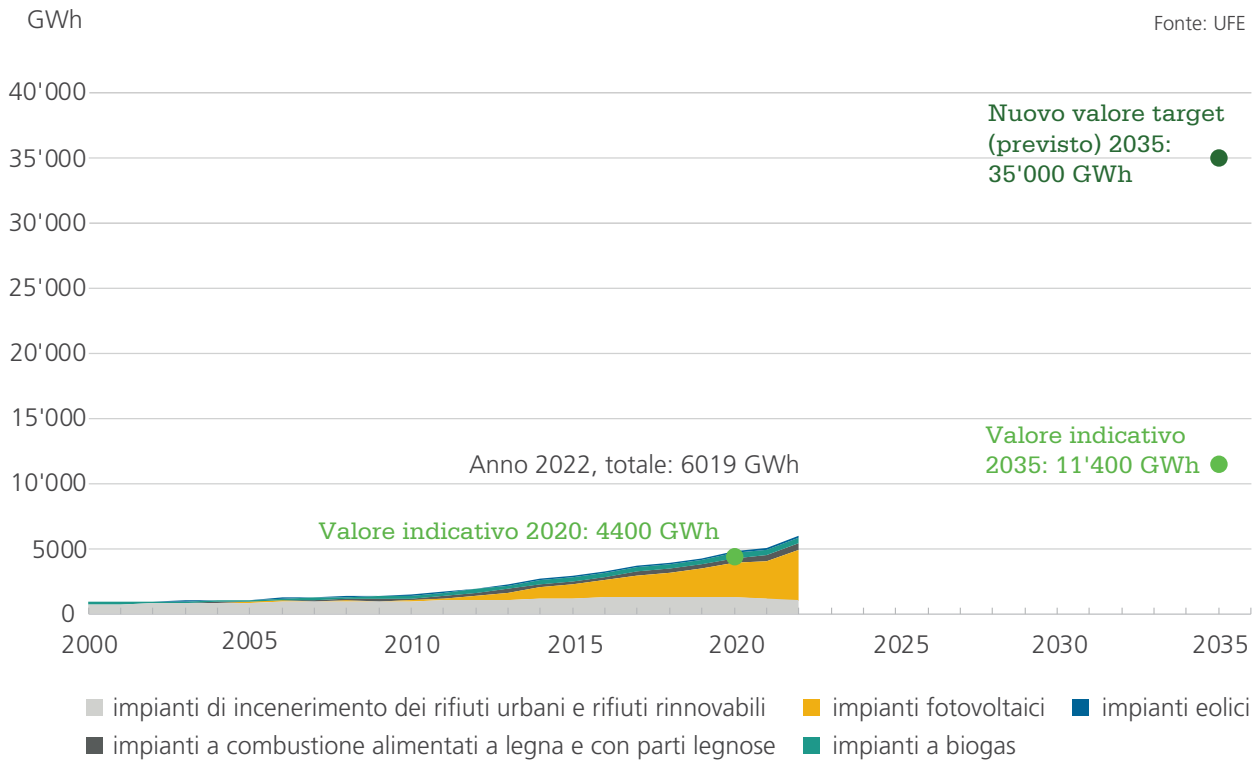


Figura 3: Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)

I valori di riferimento sanciti dalla legge in cifre assolute (art. 2 cpv. 1 LEn) si riferiscono alla produzione nazionale, che corrisponde al campo di applicazione degli strumenti della legge. Si osservi che questi valori di riferimento non sono più compatibili con l'obiettivo climatico del saldo netto di emissioni di gas serra pari a zero entro il 2050. Con la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, che entrerà in vigore presumibilmente il 1° gennaio 2025 (fatto salvo un eventuale referendum), il Parlamento ha stabilito nuovi obiettivi vincolanti per il 2035 e il 2050.

Come mostra la **Figura 3**, dal 2000 la produzione elettrica da fonti rinnovabili è aumentata e a partire dal 2010 si è ulteriormente rafforzata. Nel 2022 la produzione è stata pari a 6019 gigawattora (GWh), ovvero il 10,4 per cento della produzione elettrica netta totale (escluso il consumo delle pompe di accumulazione). Nell'anno di base 2010 la produzione elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 1403 GWh. Nel 2022, l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato di 1039 GWh; dal 2011, la media è stata di 385 GWh all'anno. Nel 2035, il valore indicativo secondo la vigente legge sull'energia è di

11 400 GWh. Per raggiungere questo obiettivo, è necessario un aumento netto medio di 414 GWh all'anno. Per raggiungere invece l'obiettivo di 35 000 GWh indicato nella legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con energie rinnovabili, è necessario un aumento molto più marcato di 2229 GWh all'anno.

La ripartizione per tecnologie mostra che lo sviluppo non avviene allo stesso ritmo per tutti i tipi di produzione di energia elettrica rinnovabile: dal 2010 il fotovoltaico (FV) ha registrato l'incremento maggiore in termini assoluti e attualmente contribuisce per circa il 64,1 per cento alla nuova produzione di elettricità rinnovabile. Nettamente più contenuta è stata la crescita delle altre tecnologie: impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e dai rifiuti rinnovabili (18,1%, dopo il fotovoltaico è la tecnologia che contribuisce maggiormente alla produzione di elettricità rinnovabile), impianti a legna e relative quote di legna (quota 2022: 8,5%), biogas (quota 2022: 6,8%), energia eolica (quota 2022: 2,5%). Finora non è stato realizzato alcun impianto geotermico per la produzione di energia elettrica (fonte: UFE, 2023a/Foglio federale, 2023).

PRODUZIONE IDROELETTRICA

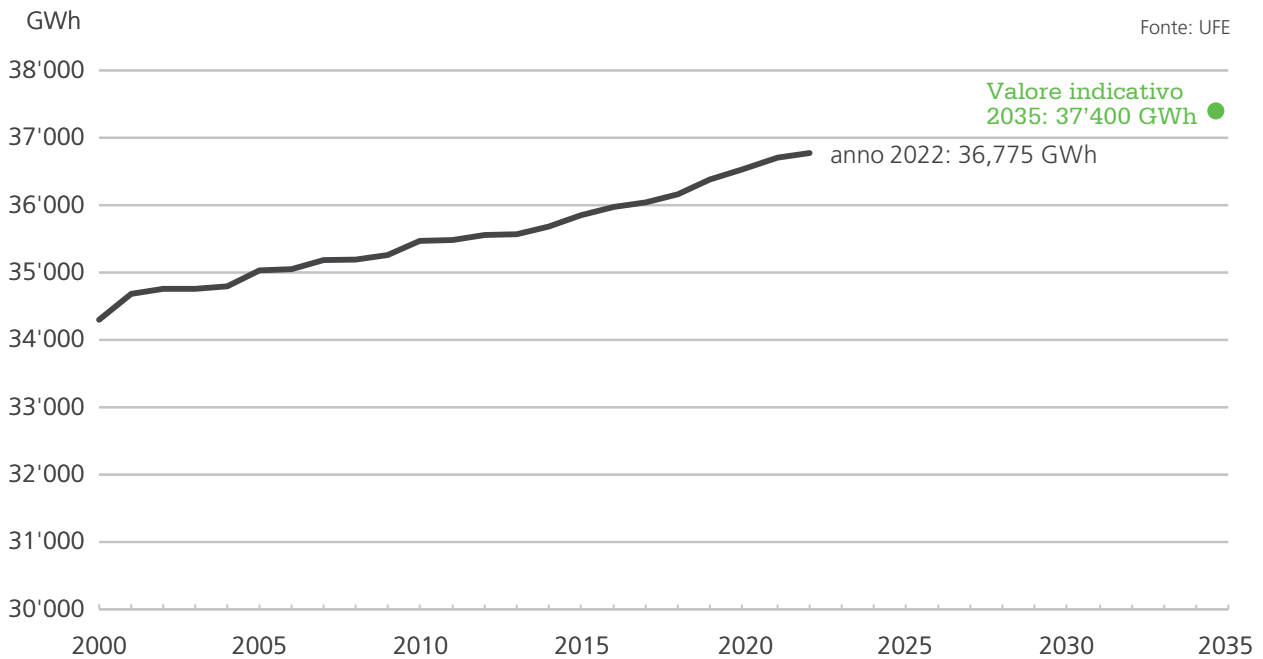


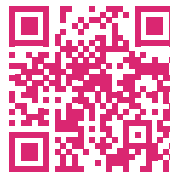
Figura 4: Andamento della produzione idroelettrica media attesa³ (in GWh) dal 2000

La **Figura 4** (N.B. il valore iniziale della scala non è pari a zero) mostra che dal 2000 la produzione idroelettrica è continuamente aumentata, il che è da ricondurre in primo luogo alla costruzione di nuovi impianti nonché all'ampliamento e all'ottimizzazione di impianti già esistenti (*si veda il grafico sopra*). Nel 2022 (stato al 1° gennaio 2023) la produzione media attesa era di 36 775 GWh, mentre nell'anno di base 2011 (stato al 1° gennaio 2012) era di 35 488 GWh. Per poter raggiungere il valore indicativo si persegue un aumento netto di circa 1900 GWh tra il 2011 e il 2035: nell'anno in esame ne risultava pertanto raggiunto il 67,3 per cento. Nel 2022 l'aumento netto rispetto all'anno precedente è stato pari a 67 GWh, dopo essere ammontato in media a 117 GWh l'anno dal 2012. Per poter raggiungere il valore indicativo entro il 2035, nei prossimi anni sarà necessario un aumento netto medio annuo pari a 48 GWh. La legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le

energie rinnovabili sancisce per il 2035 un valore obiettivo vincolante di 37 900 GWh. Per raggiungere questo obiettivo, è necessario un aumento annuale di 87 GWh in media (fonte: UFE, 2023b).

³ Produzione media attesa, inclusa la produzione attesa delle centrali idroelettriche più piccole < 300 kW (secondo la Statistica degli impianti idroelettrici in Svizzera WASTA). Sono esclusi il fabbisogno energetico medio di tutte le pompe d'alimentazione (il grado di rendimento ipotizzato delle pompe d'alimentazione è pari all'83%) e il fabbisogno elettrico per i processi di pompaggio-turbinaggio. Nota: L'anno base, la serie temporale e il grafico sono stati adeguati a posteriori a seguito di una correzione straordinaria della statistica degli impianti idroelettrici (WASTA - cfr. comunicato stampa UFE del 5 maggio 2022).

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema
CONSUMO E PRODUZIONE DI ENERGIA
 (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)





► SVILUPPO DELLE RETI

La Strategia energetica 2050, la trasformazione del sistema energetico ad essa collegata e il contesto internazionale pongono nuove sfide per le reti energetiche. Lo sviluppo delle reti elettriche ha un'importanza centrale, poiché costituisce il punto di unione tra la produzione e il consumo. A tale sviluppo mira anche la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche), che è parte della Strategia energetica 2050, in vigore dal 2019 (Consiglio federale, 2016). Attualmente il monitoraggio si concentra sulle reti elettriche.

STADIO E DURATA DEI PROGETTI CONCERNENTI LA RETE DI TRASPORTO

La Strategia energetica 2050 e la Strategia Reti elettriche definiscono condizioni quadro affidabili per uno sviluppo delle reti elettriche adeguato alle esigenze e al passo con i tempi, e in grado quindi di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. A tale scopo fissano prescrizioni per il rilevamento del fabbisogno di potenziamento e adeguamento delle reti elettriche svizzere, ottimizzano le procedure di approvazione per i progetti di linee elettriche e fissano criteri per la scelta tra linee interrato o aeree. La regolamentazione mira ad aumentare la trasparenza nel processo di pianificazione delle reti e migliorare, in generale, l'accettazione di questi progetti. La rete svizzera è particolarmente interessata: essa deve garantire il trasporto sicuro e in quantità sufficiente dell'energia immessa nei centri di produzione nazionali e di quella importata lungo grandi distanze verso i centri di consumo; deve inoltre compensare l'irregolarità dei flussi di energia rinnovabile immessa in rete all'interno di zone estese, sia attraverso l'energia importata ed esportata sia sfruttando la complementarità dei diversi parchi energetici.

ITER E FASI DI UN PROGETTO DI RETE PER LA RETE DI TRASPORTO

PROGETTO PRELIMINARE: come base per la procedura del piano settoriale, la società nazionale di rete Swissgrid elabora un progetto preliminare contenente i capisaldi del progetto di rete, garantendo che le esigenze dei Cantoni interessati vengano considerate il prima possibile per la pianificazione. Volendo semplificare ai fini del monitoraggio, si considera che la fase del progetto preliminare inizi con l'avvio del progetto e termini di norma con la presentazione della domanda per l'accoglimento del progetto nel Piano settoriale Elettrodotti (PSE). Un progetto che non si trova ancora nella fase del progetto preliminare né in quella del progetto di costruzione, e quindi solo in una primissima fase della pianificazione, viene denominato nel monitoraggio *idea di progetto*.

PIANO SETTORIALE ELETTRODOTTI (PSE): se un progetto di rete per la rete di trasporto ha notevoli ripercussioni sul territorio e sull'ambiente, la procedura di approvazione dei piani deve essere preceduta da una procedura di piano settoriale (*cf. più avanti*). Nel caso del settore delle

linee elettriche il piano settoriale di riferimento è il PSE. La procedura PSE è di competenza dell'Ufficio federale dell'energia (UFE), con il supporto dell'Ufficio federale dello sviluppo territoriale (ARE). Nell'ambito della procedura di piano settoriale viene stabilita dapprima una **zona di pianificazione** e successivamente un **corridoio di pianificazione** per il tracciato delle future linee elettriche. Insieme alla definizione del corridoio di pianificazione viene decisa anche la **tecnologia di trasporto** da utilizzare (linee aeree o interrato). La fase PSE inizia con la presentazione della domanda PSE da parte di Swissgrid e termina con la decisione del Consiglio federale di inserire il corridoio di pianificazione nella scheda di coordinamento corrispondente. Il corridoio così definito è vincolante per le autorità, vale a dire che queste ultime devono tenerne conto nella procedura di approvazione dei piani e nelle loro ulteriori attività di incidenza territoriale.

PROGETTO DI COSTRUZIONE: dopo la definizione del corridoio di pianificazione Swissgrid sviluppa dal progetto di rete un progetto di costruzione concreto, garantendo che si utilizzi la tecnologia di trasporto stabilita e che il tracciato delle linee elettriche venga collocato all'interno del

Ad aprile 2015 la società nazionale di rete Swissgrid ha presentato una pianificazione strategica della rete elettrica svizzera⁴. Essa tiene conto dell'uscita graduale dal nucleare prevista dalla Strategia energetica 2050 e comprende progetti per il potenziamento e l'ampliamento della rete di trasporto da realizzare entro il 2025. Il presente monitoraggio segue l'avanzamento e la durata dei progetti di rete contenuti nella Rete strategica 2025 di Swissgrid (punti da 1 a 10) nonché di altri progetti avviati, in parte da terzi (cfr. Figura 5). Una base fondamentale per la pianificazione della rete in futuro è costituita dal cosiddetto scenario di riferimento energetico introdotto per legge con la Strategia Reti elettriche, riesaminato e aggiornato ogni quattro anni dalla Confederazione. Lo scenario di riferimento fornisce ai gestori di rete una base essenziale per ricavare il fabbisogno di ampliamento della rete ed elaborare o aggiornare la propria pianificazione pluriennale. Il Consiglio federale ha approvato nel novembre 2022 il primo di questi scenari di riferimento che quindi ora è vincolante per le autorità (Consiglio federale, 2022a). Attualmente Swissgrid aggiorna la propria pianificazione pluriennale sulla base dello scenario di riferimento e la sottopone infine all'esame della ElCom, dopodiché pubblicherà la Rete strategica 2040 con i progetti in essa contenuti, presumibilmente entro la fine del 2024. In seguito all'ulteriore sviluppo delle basi legali nel settore delle reti elettriche, il Consiglio federale ha inoltre riveduto la parte concettuale del PSE risalente al 2001 e l'ha approvata nel giugno 2023 (Consiglio federale, 2023a). Inoltre, il Consiglio federale intende abbreviare il processo di pianificazione per l'ampliamento delle reti elettriche e, nella pianificazione settoriale per le linee ad altissima tensione, definire direttamente il corridoio di pianificazione anziché una zona di pianificazione; questa proposta è stata posta in consultazione nel giugno 2023 nell'ambito del cosiddetto atto sull'accelerazione della costruzione di centrali solari, eoliche e idroelettriche (Consiglio federale, 2023b+g). Nel novembre 2023, il Consiglio federale ha inoltre discusso ulteriori misure per accelerare le procedure di autorizzazione per la conversione e l'espansione delle reti elettriche. Queste includono, ad esempio, l'ottimizzazione dei processi procedurali e di revisione interni alla Confederazione per i progetti del piano settoriale per le linee di trasmissione o la rinuncia a una procedura del piano settoriale per la sostituzione o il rinnovamento di linee esistenti su tracciati già esistenti.

⁴ Cfr. www.swissgrid.ch > Rete strategica

corridoio di pianificazione deciso. Per il presente monitoraggio la fase del progetto di costruzione inizia di norma con la definizione del corridoio di pianificazione (corrisponde quindi alla fine della fase PSE) e termina con la presentazione all'Ispettorato federale degli impianti a corrente forte (ESTI) da parte di Swissgrid della domanda di approvazione dei piani; per i progetti senza PSE l'inizio del progetto di costruzione corrisponde a quanto definito nella norma SIA corrispondente.

PROCEDURA DI APPROVAZIONE DEI PIANI (PAP): Swissgrid invia il progetto di costruzione (progetto destinato al deposito pubblico) e la domanda di approvazione dei piani all'ESTI. In questo modo viene avviata la procedura di approvazione dei piani (PAP). L'ESTI è incaricato dell'esame dei dossier e del rilascio dell'approvazione dei piani. Nel quadro della procedura di approvazione dei piani viene verificato se il progetto rispetta le prescrizioni concernenti la sicurezza e le disposizioni di legge, in particolare la legislazione in materia di ambiente e territorio. Contemporaneamente viene verificata la compatibilità del progetto di rete

con gli interessi di privati (proprietari fondiari, abitanti). Qualora non riesca a trattare tutte le opposizioni presentate o ad appianare divergenze emerse con le autorità federali interessate, l'ESTI trasmette la documentazione all'UFE. Quest'ultimo prosegue la procedura di approvazione dei piani e, se il progetto rispetta i requisiti di legge previsti, lo approva. L'UFE decide anche in merito a eventuali opposizioni (comprese quelle riguardanti il diritto delle espropriazioni). Le parti possono interporre ricorso contro tale decisione presso il Tribunale amministrativo federale (TAF) e successivamente, in alcuni casi, anche presso il Tribunale federale (TF). Se l'UFE accoglie la domanda di approvazione dei piani ed entro il termine di legge previsto non vengono interposti ricorsi, l'approvazione dei piani passa in giudicato e Swissgrid può realizzare il progetto.

REALIZZAZIONE: ai fini del monitoraggio l'inizio della fase di realizzazione del progetto viene fatta coincidere con la data della decisione di approvazione dei piani passata in giudicato. Con l'entrata in esercizio del progetto di rete termina la realizzazione del progetto.

PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO ⁵	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA ⁶
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> Realizzazione di una nuova linea elettrica aerea a 380 kV della lunghezza di 30 km tra Chamoson e Chippis Smantellamento di circa 89 km di linee elettriche nella valle del Rodano Trasporto della produzione elettrica delle centrali idroelettriche del Vallese Miglioramento dell'allacciamento del Vallese alla rete ad altissima tensione svizzera ed europea Contributo alla sicurezza delle reti elettriche della Svizzera 	In esercizio	Concluso e in esercizio nel 2022
2. Bickigen–Chippis (Gemmileitung)	<ul style="list-style-type: none"> Modifiche alle sottocentrali di Bickigen e di Chippis e lungo 106 km del tracciato attuale attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV Installazione di un trasformatore di accoppiamento 220/380 kV nella stazione elettrica di Chippis Miglioramento del trasporto della produzione elettrica del Vallese Contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento 	TAF	2027
3. Pradella–La Punt	<ul style="list-style-type: none"> Innalzamento della tensione da 220 a 380 kV lungo 50 km del tracciato attuale Innalzamento della tensione da 220 a 380 kV lungo 50 km del tracciato attuale Eliminazione degli attuali problemi di congestione della rete Contributo alla sicurezza delle reti elettriche della Svizzera e dell'Europa 	In esercizio	Concluso e in esercizio nel 2022
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel (Rhonetalleitung) 4.2. Mörel–Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> Innalzamento della tensione a 380 kV lungo 124 km dell'asse Chippis–Mörel–Lavorgo (Chippis–Stalden rimane a 220 kV) Smantellamento di 67 km delle linee attuali Completamento del principale asse di approvvigionamento del Ticino Eliminazione di una congestione critica dell'approvvigionamento 	4.1. PAP UFE 4.2. Realizzazione (Mörel–Ernen)/in esercizio (Ernen–Ulrichen) 4.3. Realizzazione (Agarn–Stalden)/PAP UFE (Chippis–Agarn) 4.4. PAP UFE	2032
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> Ottimizzazione di 40 km del tracciato attuale attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV e potenziamento di altri 24 km Eliminazione di congestioni di natura strutturale Creazione delle condizioni necessarie per combinare, secondo il bisogno, la flessibilità delle centrali idroelettriche nazionali con i flussi variabili della produzione energetica degli impianti eolici e FV 	5.1. In esercizio 5.2. Progetto preliminare 5.3. Progetto di costruzione 5.4. Progetto preliminare	2031
6. Bassecourt–Mühleberg Geneva (GVA)	<ul style="list-style-type: none"> Potenziamento di 45 km dell'attuale linea elettrica attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV in risposta al previsto spegnimento della centrale nucleare di Mühleberg, a seguito del quale verrà a mancare una parte dell'energia immessa a Mühleberg al livello di rete di 220 kV. Contributo alla sicurezza della rete e dell'approvvigionamento in Svizzera 	Realizzazione	2023

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2023)

⁵ Stato al 15.10.2023⁶ Secondo la pianificazione di Swissgrid

PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Installazione di un trasformatore tra la rete a 220 kV e quella a 380 kV ▪ Miglioramento del trasporto dell'energia idroelettrica prodotta in Valle Maggia ▪ Contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento in Ticino 	Idea di progetto	2035
8. Génissiat–Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziamento (sostituzione del cavo conduttore) di 17 km dell'attuale doppia linea a 220 kV ▪ Eliminazione dei frequenti problemi di congestione legati alle importazioni di energia dalla Francia 	In esercizio	Completato nel 2018 e in funzione
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Linea Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenziamento in vista di un futuro innalzamento della tensione a 380 kV lungo circa 88 km dell'attuale linea a 220 kV ▪ Importante per l'allacciamento di nuove centrali di pompaggio-turbinaggio alla rete a 380 kV e quindi per il trasporto dell'energia nelle parti restanti del Paese. 	9.1. PSE 9.2. Progetto preliminare/ Progetto di costruzione ⁷	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nuova linea 220 kV attraverso la Valle Maggia ▪ La linea esistente risalente agli anni '60 sarà smantellata, valorizzando così i preziosi paesaggi dell'Alto Ticino. ▪ Aumento della capacità della rete per il trasporto dell'energia prodotta nelle centrali idroelettriche della Valle Maggia ▪ Ciò porterà in futuro ad una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento nella regione alpina meridionale - oggi la produzione delle centrali elettriche deve essere ridotta 	PSE	2035
11. Flumenthal–Froloo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sostituzione dell'attuale linea di distribuzione a 145 kV, lunga circa 33 km, con una nuova linea ad altissima tensione da 220 kV, nell'ambito della Rete strategica ▪ La nuova linea aumenta la sicurezza di approvvigionamento nell'area metropolitana di Basilea e in tutta la Svizzera ▪ Il progetto mira a decongestionare gli insediamenti tra Flumenthal e Therwil – la nuova linea sarà pianificata a una distanza il più possibile ampia dagli insediamenti ▪ Dopo la messa in esercizio la linea di distribuzione esistente viene completamente smantellata 	PSE	2036
Allacciamento Nant de Drance NdD_1 Le Verney/ Rosel–Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz–Châtelard NdD_3 Châtelard– Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Allacciamento della centrale di pompaggio-turbinaggio di Nant de Drance alla rete ad altissima tensione ▪ Parte della Rete strategica nella rete iniziale di Swissgrid ▪ Contributo all'integrazione delle nuove energie rinnovabili 	NdD_1 in esercizio NdD_2 in esercizio NdD_3 in esercizio	2022

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2023)

⁷ Il progetto 9.2 Innertkirchen-Ulrichen (linea del Grimsel) è considerato da Swissgrid come un «progetto preliminare» finché esistono diverse varianti (con/ senza il progetto ferroviario Grimsel). Nel monitoraggio ES2050, il progetto è indicato come «progetto di costruzione» perché la decisione sul corridoio PSE per la linea elettrica è stata presa in linea di principio.

PROGETTO DI RETE	DESCRIZIONE E SCOPO PRINCIPALE	STADIO ATTUALE DEL PROGETTO	ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
ASR (Axe Stratégique Réseau) nella regione di Ginevra	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cablaggio dell'attuale linea a 220 kV Foretaille-Verbois per circa 4,5 km lungo l'aeroporto di Ginevra. 	realizzazione	2025
Obfelden-Samstagern OS_1 Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ampliamento e sostituzione delle attuali linee a 150 kV tra la sottostazione di Obfelden, quella pianificata di Waldegg e la sottostazione di Samstagern attraverso una linea a 380/220 kV. ▪ Miglioramento dell'approvvigionamento energetico nei centri di consumo Città di Zurigo e regione di Thalwil. 	OS_1 realizzazione OS_2 progetto di costruzione OS_3 progetto di costruzione OS_4 progetto preliminare	2030
Gryнау-Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sostituzione dell'attuale linea a 220 kV con una nuova linea a 380 kV (completamento della rete a 380 kV). ▪ Miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento nella regione del lago di Zurigo e della Valle della Linth e 1. aumento delle capacità di importazione dal Nord. 	PAP UFE	2028
Amsteg-Mettlen AM_1 Abschnitt Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ AM_1: A seguito di smottamenti Swissgrid sposta la linea dall'area colpita al di sopra di Lauerz (SZ). ▪ AM_2: AM_2: Swissgrid e le FFS spostano le linee ad altissima tensione nel fondovalle del Canton Uri. 2. In tal modo vengono sgravati il centro abitato di Attinghausen e l'area di sviluppo di Werkmatt Uri 	AM_1 progetto di costruzione AM_2 in esercizio	2040
Airolò-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Raggruppamento dell'infrastruttura nella seconda canna della galleria autostradale del San Gottardo ▪ Cablaggio previsto dell'attuale linea a 220 kV Airolo-Mettlen nell'aerea del San Gottardo per una lunghezza di 18 chilometri. ▪ Importante elemento del collegamento nord-sud per l'approvvigionamento elettrico in Svizzera e in Europa. ▪ Smantellamento della linea aerea lunga 23 chilometri con oltre 70 tralicci, che attualmente attraversa il passo del San Gottardo e la gola della Schöllén nel Cantone di Uri 	PAP ESTI	2029
Marmorera-Tinzen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La linea ad altissima tensione tra Marmorera e Tinzen nella regione dell'Albula (GR) non è più al passo con gli attuali standard tecnologici e deve essere sostituita (tensione 220 kV come ora). ▪ La linea svolge un ruolo importante nel trasporto dell'energia dalle centrali idroelettriche della Val Bregaglia verso i centri di consumo nel Mittelland. 	PSE	2032

Figura 5: Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2023)

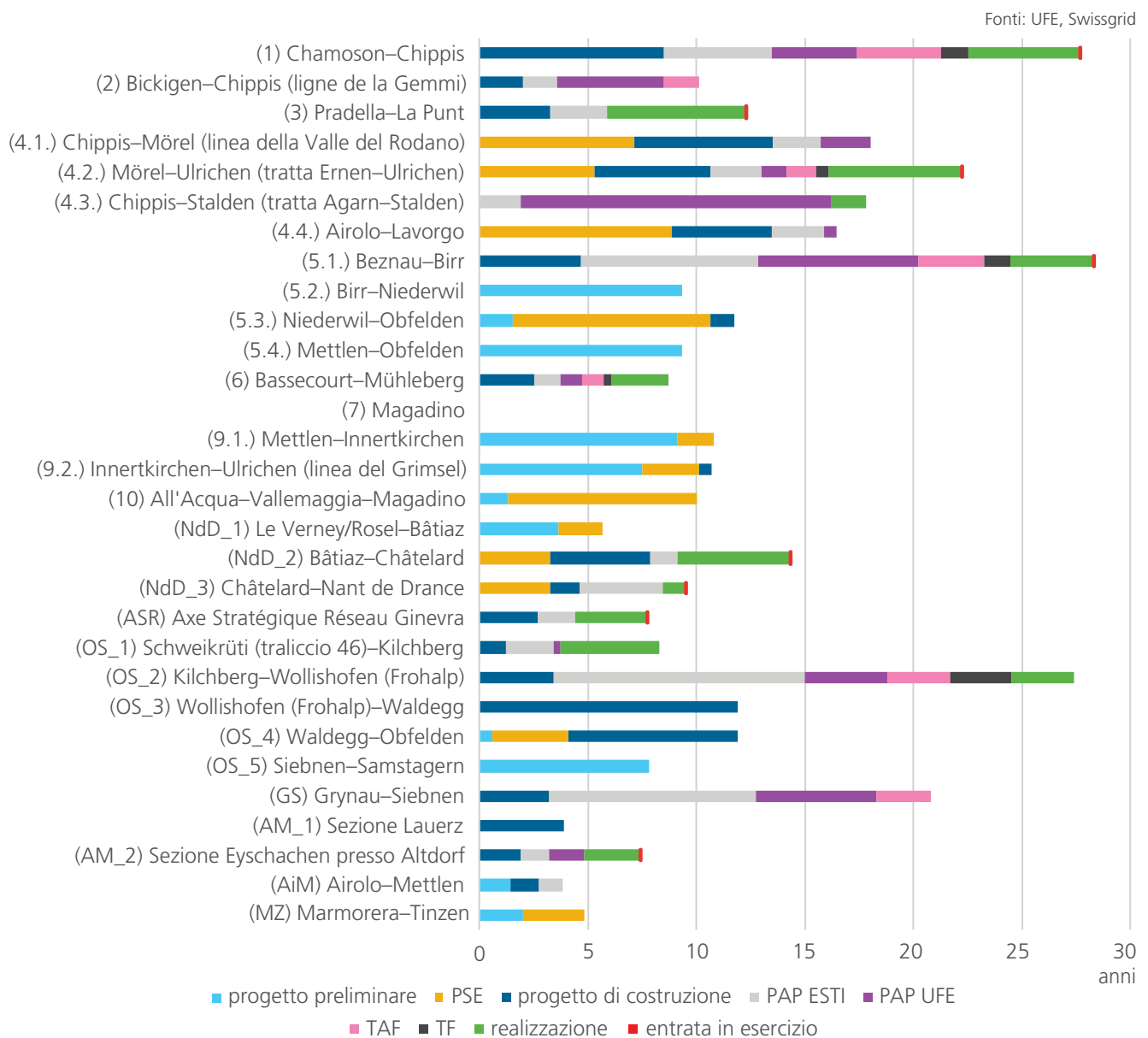


Figura 6: Durata cumulata delle diverse fasi dei progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 15 ottobre 2023 (in anni)⁸

La **Figura 6** illustra la durata delle singole fasi dei progetti qui sopra elencati. Queste ultime sono state semplificate in modo tale che eventuali ritardi supplementari – dovuti al rinvio di una procedura all'UFE dopo la decisione del Tribunale amministrativo federale e/o del Tribunale federale – non vengano rappresentati singolarmente: se, cioè, dopo una decisione del tribunale determinate fasi del progetto devono essere ripetute, la durata complessiva di queste fasi del progetto viene rappresentata come se esse si fossero svolte regolarmente una sola volta.

⁸ **Considerazioni metodologiche:** a) per i progetti di rete con una storia pregressa più lunga la durata è stata calcolata a parti-re dal rilancio del progetto in questione; b) per i progetti con una storia pregressa più lunga non è sempre possibile individuare le fasi «progetto preliminare» e «progetto di costruzione» e pertanto in alcuni casi esse mancano nel grafico; c) per singole date che oggi non sono più note con esattezza sono state formulate, d'intesa con Swissgrid, delle ipotesi; d) nei casi in cui un tribunale rimandi all'UFE una decisione di approvazione dei piani, la durata supplementare della procedura viene attribuita per metà alla fase «procedura di approvazione dei piani UFE» e per metà alla fase «progetto di costruzione».

BREVE DESCRIZIONE DELLE FASI DI PIANIFICAZIONE E REALIZZAZIONE DEI SINGOLI PROGETTI DI RETE (STATO AL 15 OTTOBRE 2023)

1. Chamoson–Chippis

Il progetto per la realizzazione della nuova linea elettrica che va da Chamoson a Chippis, nel Canton Vallese, era stato avviato già prima dell'elaborazione del Piano settoriale Elettrodotti (PSE) e ha attraversato un'annosa fase di pianificazione e di autorizzazione. Il 2017 ha rappresentato una tappa importante: con decisione del 1° settembre 2017 il Tribunale federale ha infatti respinto i ricorsi interposti contro la decisione del Tribunale amministrativo federale del 14 dicembre 2016, confermando in ultima istanza la decisione di approvazione dei piani emanata dall'UFE il 19 gennaio 2015. Successivamente Swissgrid ha avviato la realizzazione della nuova linea aerea. I lavori di costruzione effettivi sono iniziati nel 2018 e dopo quattro anni di attività Swissgrid ha messo in esercizio la linea a fine settembre 2022. Lo smantellamento di linee di terzi disposto in relazione ai progetti è in parte ancora in sospeso, ma non ha alcuna incidenza sull'esercizio della linea Chamoson–Chippis.

2. Bickigen–Chippis

Per l'innalzamento della tensione e l'ammodernamento dell'attuale linea esistente tra Bickigen e Chippis si è potuta evitare una procedura PSE in quanto il progetto presenta un basso impatto territoriale. Conclusosi il progetto di costruzione, durato circa due anni, a metà del 2015 l'ESTI ha avviato la procedura di approvazione dei piani e dopo quasi due anni ha trasmesso il dossier all'UFE che nel febbraio 2022 ha approvato il piano. Contro questa decisione sono stati tuttavia presentati diversi ricorsi al Tribunale amministrativo federale. A causa della difficile situazione dell'approvvigionamento a partire dal secondo semestre 2022, il Consiglio federale ha consentito un aumento temporaneo della tensione della linea a 380 kV nel periodo gennaio-aprile 2023. La messa in servizio regolare è prevista per il 2027.

3. Pradella–La Punt

Nell'ambito del potenziamento della rete è stato posato lungo l'intera linea esistente tra Pradella e La Punt, lunga circa 50 chilometri, un secondo circuito elettrico a 380 kV. Questo sostituisce la linea a 220 kV usata per il trasporto dalla centrale elettrica Ova Spin sull'attuale linea aerea tra Zernez e Pradella. L'energia prodotta dalla centrale elettrica Ova Spin viene ora trasportata attraverso una rete a valle a 110 kV. Visto il ridotto impatto ambientale del progetto Pradella-La Punt non è stata necessaria una procedura PSE. La fase del progetto di costruzione e la fase di approvazione dei piani sono durate ciascuna quasi tre anni. A metà 2016 è stata avviata la fase di realizzazione del progetto e la linea è stata messa in esercizio da Swissgrid nel novembre 2022.

4. Chippis–Lavorgo

L'entrata in esercizio dell'intera linea Chippis-Lavorgo è prevista per il 2032. Il progetto comprende diversi sottoprogetti, il cui stato si presenta come segue:

4.1. Chippis–Mörel (linea della Valle del Rodano)

Il sottoprogetto per la nuova linea ha superato una procedura PSE durata circa sette anni e per circa sei anni e mezzo è stato nella fase di progetto di costruzione. A fine marzo 2019 ha preso avvio la procedura di approvazione dei piani presso l'ESTI. A giugno 2021 l'ESTI ha trasferito la procedura all'UFE. Nel quadro della PAP, su richiesta del Canton Vallese e a seguito di un nuovo studio sul cablaggio, l'UFE ha riesaminato le questioni del piano settoriale nella tratta Agarn–Mörel. Sulla base di questi risultati, l'UFE ha dovuto richiedere a Swissgrid ulteriori documenti e studi concernenti un eventuale cablaggio della linea nella tratta Chippis-Agarn (Pfywald).

4.2. Mörel–Ulrichen

La fase di pianificazione e la fase di approvazione per il sottoprogetto della nuova linea sono durate diversi anni; da metà ottobre 2019, la tratta tra Ernen e Ulrichen è entrata in esercizio; per la tratta Mörel–Ernen è stato inoltrato all'UFE lo studio sul cablaggio della linea richiesto dal Tribunale federale per l'area «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (attraversamento di Binna) e con decisione del 23 dicembre 2016 l'UFE ha approvato la variante della linea aerea e respinto tutte le opposizioni; contro tale decisione sono stati interposti ricorsi presso il Tribunale amministrativo federale, che con decisione del 26 marzo 2019 ha confermato la variante della linea aerea. Questa decisione non è stata impugnata e pertanto l'approvazione dei piani è passata in giudicato. I lavori di costruzione sono in corso.

4.3. Chippis–Stalden

Per la posa di un conduttore supplementare si è svolta presso l'UFE una procedura di approvazione dei piani pluriennale per la tratta parziale Agarn–Stalden, conclusasi con il passaggio in giudicato nella primavera 2022; da allora il progetto è in fase di realizzazione. Trattandosi di una procedura secondo il vecchio diritto, ha potuto essere avviata anche senza inserimento nel piano settoriale. Per quanto riguarda la tratta parziale Chippis–Agarn, tuttavia, nel 2012 nella procedura del piano settoriale per la linea Chippis–Mörel (linea della Valle del Rodano) è stato stabilito che essa deve correre parallelamente alla linea della Valle del Rodano attraverso il bosco di Finges. Di conseguenza la domanda di approvazione dei piani per la nuova costruzione di questa tratta parziale è stata presentata all'ESTI a fine marzo 2019 insieme a quella per la linea della Valle del Rodano. Nel giugno 2021 l'ESTI ha trasferito la procedura all'UFE, presso il quale si trova ora nella PAP anche la procedura per la tratta parziale Chippis–Agarn.

4.4. Airolo–Lavorgo

Il sottoprogetto per la realizzazione della nuova linea ha superato una procedura PSE di quasi nove anni e la fase del progetto di costruzione è durata oltre quattro anni. A fine aprile 2020 Swissgrid ha inviato il dossier per l'approvazione dei piani all'ESTI, che a metà settembre 2022 lo ha trasmesso all'UFE. Nel frattempo l'UFE ha sospeso la procedura di approvazione dei piani in corso poiché devono essere rielaborati diversi documenti.

5. Beznau–Mettlen

L'entrata in esercizio dell'intera linea Beznau–Mettlen è prevista per il 2031. Il progetto comprende diversi sottoprogetti, il cui stato si presenta come segue:

5.1. Beznau–Birr

La linea, con il cablaggio parziale a Riniken («Gäbihubel»), è stata iniziata già prima del PSE e ha attraversato un'annosa fase di pianificazione e di approvazione. Nel 2016 è stato raggiunto un traguardo importante: la decisione di approvazione dei piani dell'UFE è passata in giudicato ed è quindi iniziata la realizzazione del progetto. Diversamente da quanto pianificato originariamente, i lavori di cablaggio sono potuti iniziare solo ad agosto 2018. Sono però avanzati rapidamente e il 19 maggio 2020 Swissgrid ha potuto mettere in esercizio l'intera linea, incluso il tratto cablato in questione, con il quale per la prima volta è stato interrato un lungo tratto di una linea ad altissima tensione (380 kV).

5.2. Birr–Niederwil

Il progetto preliminare per la tratta si è concluso a settembre 2022. Attualmente si sta chiarendo l'ulteriore procedura.

5.3. Niederwil–Obfelden

Il progetto per l'innalzamento della tensione ha superato una fase di progetto preliminare durata circa un anno e mezzo e per diversi anni è stato oggetto della procedura PSE. Nel 2016 è stato raggiunto un traguardo intermedio importante con la definizione della zona di pianificazione; a fine agosto 2022 il Consiglio federale ha definito il corridoio e infine Swissgrid ha avviato l'elaborazione del progetto di costruzione.

5.4. *Mettlen–Obfelden*

La tratta si trova nella fase di progetto preliminare, nel frattempo sospesa per attendere la decisione del Consiglio federale in merito al corridoio di pianificazione e alla tecnologia di trasporto (v. punto 5.3).

6. **Bassecourt–Mühleberg**

La linea ad altissima tensione Bassecourt–Mühleberg è stata autorizzata dall'ESTI per l'esercizio con una tensione di 380 kV già nel 1978, ma finora è stata utilizzata solo una tensione di 220 kV. Dal momento che rispetto alla situazione attuale l'impatto ambientale del progetto di innalzamento della tensione è ridotto, si è potuta evitare una procedura PSE. Dopo una fase di progetto di costruzione durata due anni e mezzo, il 30 giugno 2017 Swissgrid ha inoltrato il dossier all'ESTI per la fase di approvazione dei piani. Contro il progetto sono state presentate numerose opposizioni. Il 24 agosto 2018 l'ESTI ha trasmesso il dossier all'UFE, che il 22 agosto 2019 ha rilasciato l'approvazione dei piani. Questa decisione è stata impugnata da diversi ricorrenti presso il Tribunale amministrativo federale. Con decisione del settembre 2020 il Tribunale amministrativo federale ha respinto i ricorsi per i quali era entrato in materia. La decisione è stata impugnata dinanzi al Tribunale federale che con decisione del 23 marzo 2021 ha respinto questo ricorso. A causa della difficile situazione dell'approvvigionamento a partire dal secondo semestre 2022, il Consiglio federale ha consentito un aumento temporaneo della tensione della linea a 380 kV nel periodo gennaio-aprile 2023. La messa in servizio regolare è prevista entro la fine del 2023.

7. **Magadino**

È attualmente in fase di redazione uno studio preliminare che propone diverse varianti di progetto; dopodiché sarà avviato il progetto preliminare. L'entrata in esercizio prevista originariamente nella Rete strategica 2025 era per il 2018, mentre secondo la pianificazione attuale sarà nel 2035.

8. **Génissiat–Foretaille**

Swissgrid ha rivisto la portata del progetto, limitandolo all'armonizzazione delle congestioni tra Francia e Svizzera. Il progetto originario di potenziamento della linea Foretaille-Verbois sul lato svizzero attraverso la sostituzione del cavo conduttore è stato abbandonato. Secondo Swissgrid l'aggiunta di cavi conduttori operata in territorio francese lungo la linea Génissiat-Verbois e il conseguente adeguamento della protezione della linea realizzato in Svizzera e in Francia sono da ritenersi sufficienti e il congestionamento in Francia è stato pertanto risolto. Il progetto si è concluso nel 2018 ed è in esercizio.

9. **Mettlen–Ulrichen**

Al momento attuale l'entrata in esercizio dell'intero progetto di rete è prevista per il 2035. Il progetto è suddiviso in due tratte parziali, il cui stato dei lavori si presenta come descritto qui di seguito:

9.1. *Mettlen–Innertkirchen*

Questa tratta si trovava da diversi anni nella fase di progetto preliminare. A fine giugno 2020 Swissgrid ha presentato domanda all'UFE per l'avvio di una procedura PSE per un nuovo collegamento con la sottostazione di Innertkirchen. Tuttavia all'inizio del giugno 2021 la domanda è stata ritirata dal richiedente, poiché il tracciato dovrebbe essere integrato nella procedura PSE per l'intera linea. La procedura PSE per l'intera tratta è stata avviata alla fine di giugno 2021. A metà novembre 2022 l'UFE ha comunicato la zona di pianificazione. Nel maggio 2023 Swissgrid ha inoltrato all'UFE i documenti in vista della seconda fase della procedura PSE per la definizione del corridoio di pianificazione, in corso da allora.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (linea del Grimsel)

Il potenziamento dell'attuale linea a 220 kV tra Innertkirchen e Ulrichen (linea del Grimsel) attraverso l'innalzamento della tensione a 380 kV lungo l'intera tratta è un elemento chiave della strategia di pianificazione della rete 2025. Per questa tratta della linea Swissgrid ha presentato a inizio luglio 2020 la domanda per una procedura PSE. Nel febbraio 2022 il Consiglio federale ha definito due possibili corridoi di pianificazione: in caso di realizzazione tempestiva del progetto ferroviario del Grimsel, la linea sarà accorpata al progetto stesso e realizzata in un cunicolo per cavi parallelo alla galleria ferroviaria; in caso contrario sarà posata in un cunicolo per cavi tra Innertkirchen e Oberwald. In entrambi i casi tra Oberwald e Ulrichen sarà realizzata una linea aerea.

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

La pianificazione per il progetto della linea All'Acqua-Vallemaggia-Magadino (e del progetto parziale 4.4. Airolo-Lavorgo di cui sopra) si basa su un ampio studio realizzato nel 2013 sulla riorganizzazione della rete ad alta e altissima tensione nell'Alto Ticino, che ha coordinato gli obiettivi di risanamento e modernizzazione delle linee con quelli della pianificazione del territorio. In seguito è stato elaborato il progetto preliminare e la procedura PSE è iniziata nel 2015. Un importante passo intermedio è stato compiuto nel 2016 con la definizione come dato acquisito della zona di pianificazione. A causa della sua lunghezza, ai fini dello svolgimento della procedura del piano settoriale il progetto è stato suddiviso in tre tratte parziali, in modo da poter essere realizzato in fasi gestibili. Tuttavia la definizione come dato acquisito del corridoio di pianificazione sulla tratta Avegno-Magadino è in ritardo a causa della questione circa l'ubicazione della sottostazione di Magadino, che si trova entro il perimetro dell'area umida protetta «Piano di Magadino». Attualmente la consultazione per il corridoio di pianificazione proposto dall'UFE è in corso su tutte e tre le tappe e la decisione del Consiglio federale sulla definizione è attesa per marzo 2024. Attualmente è in corso la consultazione per il corridoio di pianificazione proposto dall'UFE, per tutte e tre le fasi, e la decisione del Consiglio federale sulla definizione è attesa per marzo 2024. L'entrata in esercizio della nuova linea a 220 kV è prevista per il 2035.

11. Flumenthal–Froloo

Il progetto preliminare per la nuova linea di trasporto a 220 kV tra Flumenthal (SO) e Froloo (Comune di Therwil, BL) è stato avviato nel 2018 e all'inizio di aprile 2022 Swissgrid ha presentato all'UFE la domanda di avvio della procedura del piano settoriale. La messa in servizio è prevista per la fine del 2036.

(Fonti: UFE/Swissgrid, 2023/Swissgrid 2015)

➤ Descrizione di altri progetti selezionati:

[Versione dettagliata del rapporto di monitoraggio](#)



INTERRAMENTO DI LINEE ELETTRICHE

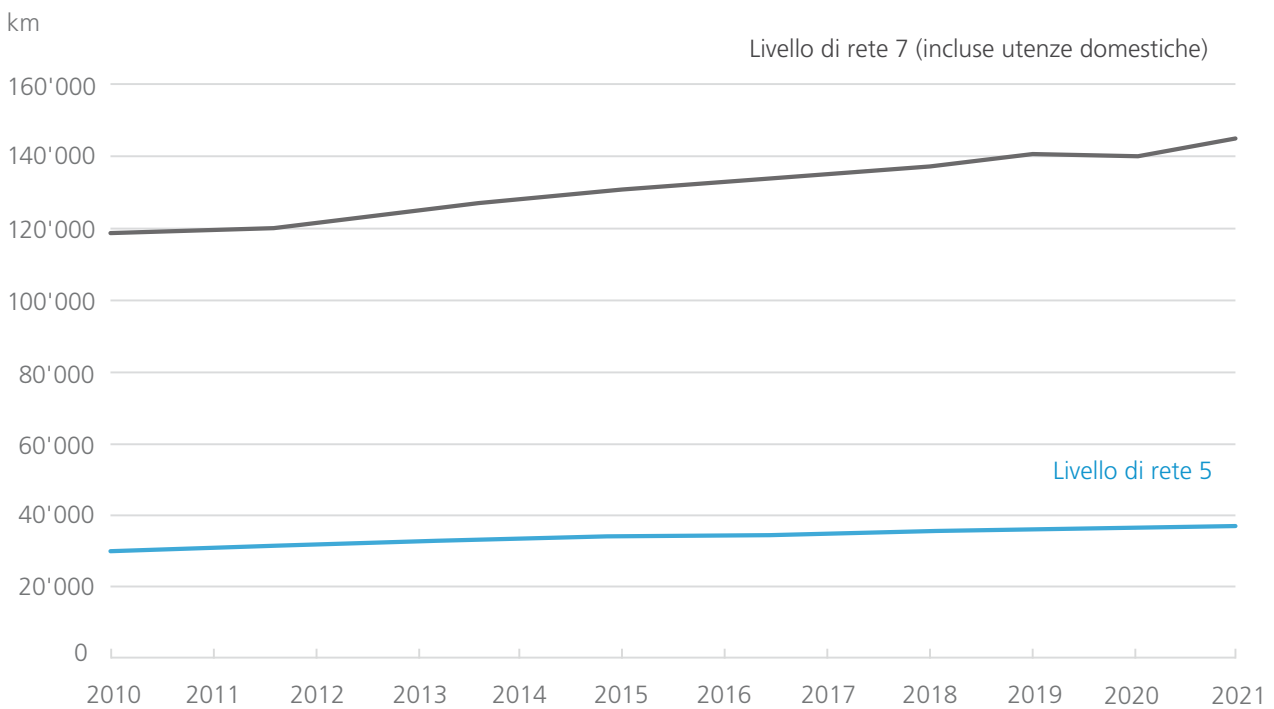
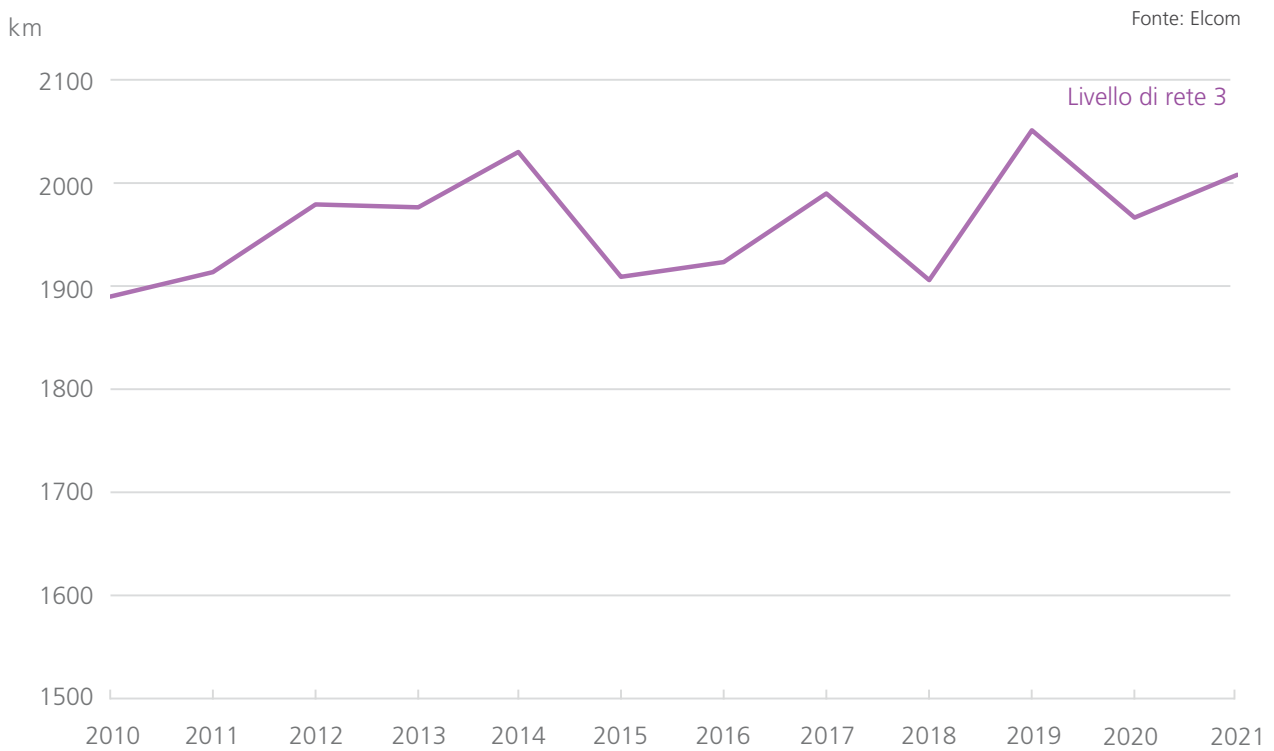


Figura 7: Volume delle linee elettriche interrante della rete di distribuzione (in km)

INTERRAMENTO DI LINEE ELETTRICHE

L'interramento (cablaggio) delle linee elettriche può aiutare la popolazione ad accettare meglio la costruzione di linee elettriche e quindi accelerare la loro realizzazione; di solito, inoltre, migliora la qualità del paesaggio e permette di evitare per gli uccelli rischi di scosse elettriche e di collisioni. La decisione di realizzare una linea della rete di trasporto (livello di rete 1) come linea aerea o come linea interrata viene presa per ogni singolo caso sulla base di criteri obiettivi⁹. Secondo la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Strategia Reti elettriche), le linee della rete di distribuzione (livelli di rete 3, 5 e 7) devono essere interrate, a condizione di non superare un determinato fattore di costo (fattore dei costi aggiuntivi). Il monitoraggio osserva pertanto in primo luogo lo sviluppo del cablaggio nella rete di distribuzione, che fornisce informazioni anche riguardo all'efficacia del fattore dei costi aggiuntivi.

Come mostra la **Figura 7**, dal 2010 si registra un aumento del cablaggio a tutti i livelli della rete di distribuzione, benché in misura differente. In linea generale si osserva che i livelli di rete inferiore presentano una quantità di cablaggio superiore: in particolare al livello di rete 7 le linee elettriche sono già quasi tutte interrate. Anche al livello 5, soprattutto nelle aree urbane, il processo di cablaggio è già molto avanzato. Un aumento solo minimo dei chilometri di linee elettriche interrate, decisamente inferiore rispetto a quello registrato negli altri livelli di rete, si osserva invece al livello di rete 3 (*cf. curva viola nel grafico sopra con scala differente*). Qui la tendenza al cablaggio è ancora lieve. Inoltre, tra il

2014 e il 2015, tra il 2017 e il 2018 come anche tra il 2019 e il 2020 sono state registrate tendenze negative, le cui cause non sono chiare. Nel 2021 tuttavia il cablaggio ha registrato un nuovo lieve aumento rispetto all'anno precedente. I tre livelli della rete di distribuzione (linee aeree e cavi interrati, incl. gli allacciamenti domestici) presentano complessivamente circa 207 279 chilometri di linee elettriche, di cui oltre l'89 per cento è cablato. Ad oggi la rete di trasmissione (livello di rete 1), lunga circa 6700 chilometri, non presenta invece praticamente linee elettriche interrate. Nel caso della linea «Beznau–Birr» (*cf. sopra*), che presenta l'interramento parziale sul «Gäbihubel» presso Bözberg/Riniken, è stato per contro interrato per la prima volta e messo in esercizio un tratto relativamente lungo (circa 1,3 km) di una linea ad altissima tensione (380 kV). Nell'ambito del progetto di collegamento dell'impianto di pompaggio-turbinaggio Nant de Drance è stata interrata anche la tratta di linea «Bâtiaz–Le Vernay»; la nuova linea in cavo 2 x 380 kV, in esercizio dall'inizio di aprile 2022, ha sostituito la linea aerea a 220 kV che attraversava la valle del Rodano per 1,2 chilometri. Un altro progetto di interramento di una linea di trasporto è quello della linea a 220 kV esistente nell'ambito del progetto ASR nel Cantone di Ginevra su una lunghezza di 4,5 chilometri. Inoltre, la linea ad altissima tensione 220 kV Airolo–Mettlen sarà posata sottoterra nella galleria stradale del San Gottardo tra Airolo e Göschenen, per circa 18 chilometri (fonti: ElCom, 2023a/UFE/Swissgrid, 2023).

⁹ Cfr. lo schema di valutazione dell'UFE sulle linee di trasporto: [Linea aerea o cavo interrato \(admin.ch\)](#).

CONTATORI INTELLIGENTI (SMART METER)

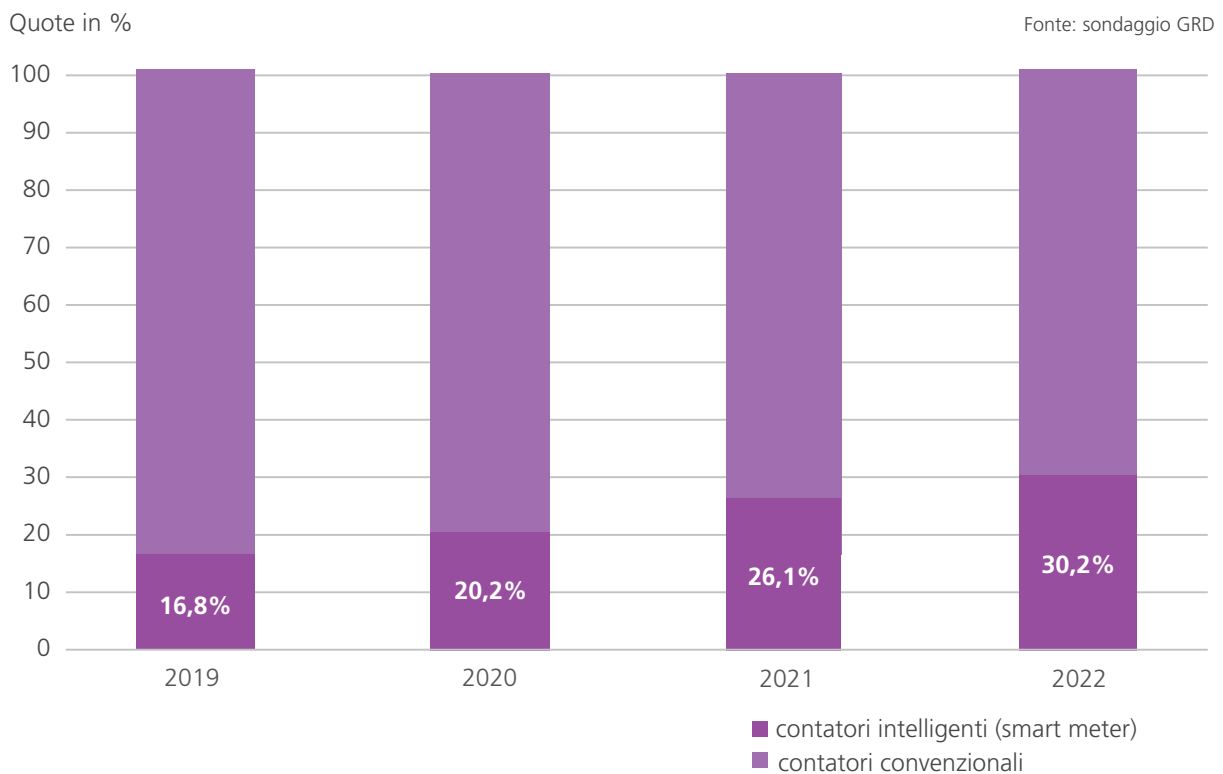


Figura 8: Quota di smart meter rispetto ai contatori tradizionali¹⁰

La quota sempre maggiore di produzione elettrica decentralizzata pone le reti elettriche di fronte a numerose sfide. Oltre all'ammodernamento e all'ampliamento della rete attuale, un altro importante obiettivo della Strategia energetica 2050 è quindi il passaggio a una rete intelligente (smart grid). Grazie alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione è possibile integrare reti di dati alle reti elettriche, disponendo così di nuove funzionalità. Attraverso un controllo intelligente (smart) della rete è possibile, ad esempio, bilanciare la produzione elettrica instabile ottenuta dalle energie rinnovabili e il consumo elettrico. Le smart grid permettono un esercizio del sistema e della rete sicuro, efficiente e affidabile e contribuiscono a ridurre gli interventi di ampliamento sulla rete. I seguenti indicatori mostrano lo sviluppo di importanti componenti di questa rete intelligente: contatori intelligenti (smart meter), strumenti di regolazione della tensione (trasformazione) e nuovi strumenti di controllo e regolazione al servizio della rete (flessibilità).

I contatori intelligenti (smart meter) rappresentano un elemento centrale delle reti intelligenti e sono considerati il primo importante passo da compiere per la loro realizzazione. In quest'ottica l'ordinanza sull'ap-

provigionamento elettrico (OAEI) fissa requisiti tecnici minimi da soddisfare e dispone l'introduzione di questi sistemi: entro 10 anni dall'entrata in vigore, a inizio 2018, dell'OAEI (quindi entro la fine del 2027) l'80 per cento di tutti i dispositivi di misurazione presenti in un comprensorio deve soddisfare i suddetti requisiti, mentre il restante 20 per cento può continuare a essere impiegato fino alla fine della propria funzionalità. Secondo le informazioni fornite dai gestori delle reti di distribuzione (GRD), come mostra la **Figura 8** nel 2022 si contavano circa 1 750 150 smart meter installati e in uso, vale a dire oltre il 30 per cento, una cifra che è cresciuta costantemente negli ultimi anni (fonte: GRD, 2023).

¹⁰ Dati secondo il sondaggio svolto tra i gestori della rete di distribuzione; non è possibile una verifica completa della plausibilità.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema
SVILUPPO DELLE RETI
(versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)





► **SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO**

Nell'ambito della trasformazione del sistema energetico attraverso il potenziamento delle energie rinnovabili, una maggiore efficienza energetica e la crescente decarbonizzazione ed elettrificazione, occorre considerare con un occhio di riguardo il tema della sicurezza dell'approvvigionamento. La Strategia energetica 2050 intende mantenere a lungo termine l'attuale livello, già elevato, di sicurezza dell'approvvigionamento nel Paese. Tale garanzia è un principio sancito anche nell'articolo costituzionale sulla politica energetica e nella legge sull'energia. Il monitoraggio studia, da un punto di vista generale, la suddivisione dei vettori energetici (diversificazione) e la dipendenza dall'estero, due indicatori che rivelano importanti aspetti dell'andamento della sicurezza dell'approvvigionamento. Considerati l'abbandono graduale del nucleare, il potenziamento delle energie rinnovabili, l'aumento dell'efficienza energetica e la decarbonizzazione a lungo termine nonché l'elettrificazione del sistema energetico, il monitoraggio si concentra anche sul tema dell'elettricità.

DIVERSIFICAZIONE DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO

La **Figura 9** mostra che nel 2022 i prodotti petroliferi (carburanti e combustibili, inclusi i carburanti per l'aviazione nel trasporto aereo internazionale) hanno rappresentato oltre il 45 per cento del consumo di energia finale. L'elettricità ha costituito il 27 per cento del consumo di energia finale e il gas circa il 13 per cento. A seguito della sostituzione degli impianti di riscaldamento e degli aumenti dell'efficienza nel settore degli edifici, la quota dei combustibili petroliferi è diminuita tra il 2000 e il 2022 del 13 per cento circa. Dopo il calo dovuto alla pandemia di Covid-19, nel 2022 la quota di carburanti petroliferi è fortemente aumentata, ma era ancora dell'1 per cento inferiore rispetto al 2000. Inoltre l'inverno più caldo, i prezzi elevati dell'energia causati dall'intervento militare della Russia in Ucraina e la campagna di risparmio energetico della Confederazione hanno influito in particolare sulle quote di combustibili quali il petrolio (-2%, nel raffronto annuo) e il gas (-2%). A lungo termine (tra il 2000 e il 2022) le quote di tutti gli altri vettori energetici (eccetto il carbone) sono aumentate a causa della significativa diminuzione del petrolio: gas naturale (+2,3%), elettricità (+4,6%), legna e carbone di legna (+2,1%), come pure delle altre energie rinnovabili (+3,5%) e del teleriscaldamento (+1,2%). Complessivamente l'approvvigionamento energetico è ben diversificato e ciò contribuisce a una buona sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera (fonte: UFE, 2023a).

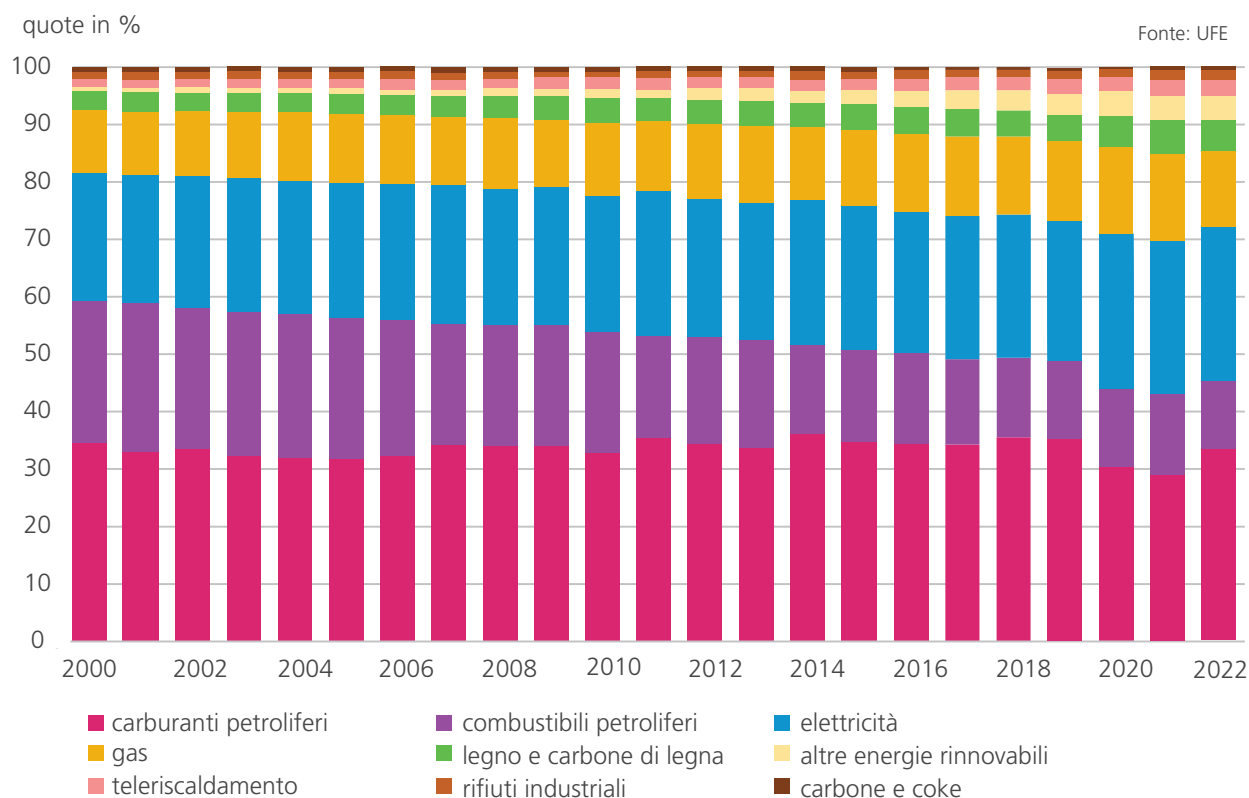


Figura 9: Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali)

DIPENDENZA DALL'ESTERO

La **Figura 10** mostra che tra il 2000 e il 2006 l'eccedenza delle importazioni è tendenzialmente aumentata, mentre in seguito è diminuita, seppure con forti oscillazioni occasionali. Contemporaneamente, dal 2000 si registra una crescita tendenziale della produzione nazionale. A causa della prolungata siccità del 2022, che ha comportato un forte calo della produzione di energia idroelettrica, per la prima volta dal 2011 la produzione nazionale ha nuovamente registrato una netta diminuzione rispetto all'anno precedente. L'energia idroelettrica resta comunque la principale fonte energetica nazionale, mentre le altre energie rinnovabili continuano a crescere. Le importazioni lorde si compongono sostanzialmente di vettori energetici fossili e di combustibili nucleari. Come mostra la curva nera del grafico, la quota delle importazioni rispetto al consumo energetico lordo (dipendenza dall'estero) è aumentata dal 2000 al 2006, mentre è calata fino al 2021. Nel 2022 la dipendenza dall'estero è nuovamente aumentata, in particolare a causa del calo della produzione nazionale e del forte aumento delle importazioni di carburante per l'aviazione, mantenendosi quindi su un livello ancora alto: nel 2022 era pari al 73,3 per cento (2021: 70,2% e 2006: 81,6%). Questo rapporto, tuttavia, deve essere interpretato con cautela perché dipende da diversi fattori. In linea generale si può affermare che sia le misure di efficienza energetica, che riducono il consumo energetico e quindi le importazioni soprattutto di energie fossili, sia il potenziamento della produzione energetica nazionale da fonti rinnovabili riducono la dipendenza dall'estero e hanno effetti positivi sulla sicurezza dell'approvvigionamento (fonti: UFE, 2023a/UST/UFAM/ARE, 2023).

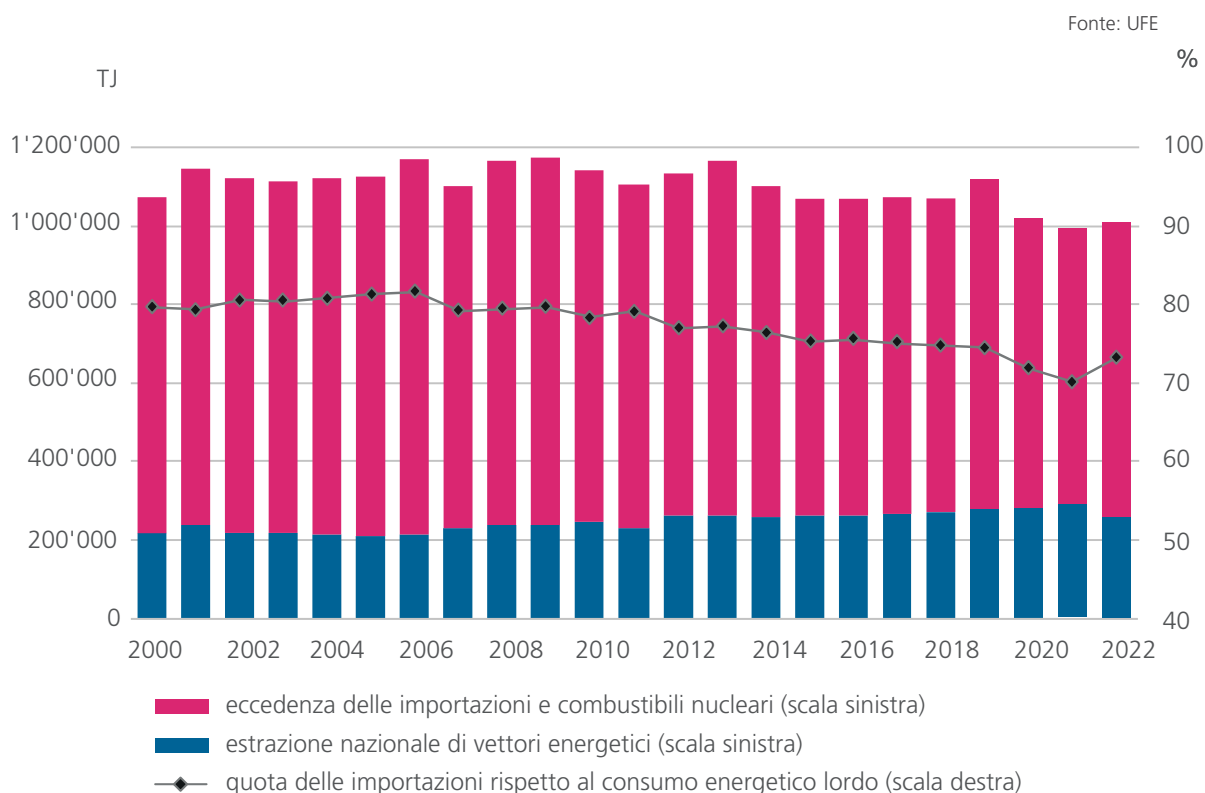


Figura 10: Eccedenza delle importazioni, produzione nazionale (in TJ) e quota di energia importata rispetto al consumo energetico lordo (in %)

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO: SYSTEM ADEQUACY E CAPACITÀ PRODUTTIVA INVERNALE

Il graduale abbandono dell'energia nucleare nel quadro della Strategia energetica 2050 e la decarbonizzazione a lungo termine del sistema energetico pongono grandi sfide alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera. La legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili prevede diverse misure per aumentare a lungo termine la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. In particolare sono contemplati l'ampliamento della capacità produttiva invernale (principalmente impianti idroelettrici ad accumulazione e impianti solari alpini), la creazione di una riserva energetica e il potenziamento delle energie rinnovabili (Foglio federale, 2023). Con l'inizio dell'intervento militare della Russia in Ucraina e il conseguente timore di una penuria di gas, attualmente la sicurezza dell'approvvigionamento a breve e medio termine è al centro dell'attenzione. A tal fine il Consiglio federale ha già emanato diverse misure e nell'estate 2022 ha incaricato l'UFE di redigere uno studio sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a breve termine nell'inverno 2022/2023. Inoltre la ElCom ha aggiornato le sue analisi sulla sicurezza dell'approvvigionamento 2025.

Anche in Svizzera la garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento si basa sull'interazione tra le capacità delle centrali elettriche e la rete elettrica, che permette il trasporto e la distribuzione dell'energia prodotta. Le reti elettriche, che completano le capacità delle centrali elettriche nazionali con quantitativi importati, sono altrettanto importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento. La Svizzera, con la sua solida rete di collegamenti, dipende anche dalle condizioni negli Stati limitrofi. Visto che a causa dei nuovi orientamenti strategici dei Paesi (in particolare dell'UE) la situazione cambia con il passare del tempo, è necessario condurre periodicamente analisi approfondite riguardo alla cosiddetta «System Adequacy», così da poter valutare la sicurezza dell'approvvigionamento. Nella fattispecie si tratta di un approccio di modellizzazione globale della situazione dell'approvvigionamento, che considera l'orientamento strategi-

co nei settori produzione, consumo e infrastrutture di rete necessarie. Gli approcci di modellizzazione alla base degli studi sulla System Adequacy sono soggetti, come tutte le simulazioni, a limitazioni e a ipotesi semplificative. In tale contesto rivestono un'importanza fondamentale le ipotesi alla base dei dati sugli sviluppi dei sistemi in Europa e in Svizzera e le relative incertezze, in particolare per quanto riguarda l'orizzonte temporale a lungo termine. I risultati delle simulazioni non sono quindi previsioni, ma fungono da indicazione degli sviluppi da considerare criticamente dal punto di vista del sistema globale.

Studio sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a breve termine (inverno 2022/23):

Considerata la situazione tesa causata dall'intervento militare della Russia in Ucraina, era stato svolto uno studio sulla System Adequacy per l'inverno 2022/23, commissionato dall'UFE e accompagnato dalla ElCom e dall'UFAE. Lo studio era giunto alla conclusione che non vi erano rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera nell'inverno 2022/23, ma non si potevano tuttavia escludere difficoltà di approvvigionamento. In linea di massima, questo studio rimane valido anche per l'inverno 2023/2024, a meno che dagli attuali sviluppi non emergano nuovi fattori di stress. Nel caso degli scenari più probabili (v. sotto) le misure avviate dal Consiglio federale permettono di coprire la domanda di energia. Grazie a una riserva di energia idroelettrica sarà possibile conservare energia da sfruttare nel periodo critico di fine inverno. Anche la messa a disposizione di una centrale elettrica di riserva temporanea a Birr (AG) e di altre centrali elettriche di riserva nonché di gruppi elettrogeni di emergenza permetterà di immettere nel sistema l'energia eventualmente mancante. Le altre misure, quali l'aumento della capacità della rete di trasporto, il piano di salvataggio per le aziende elettriche di rilevanza sistemica e la temporanea riduzione del prelievo dai deflussi residuali rafforzano ulteriormente l'approvvigionamento invernale. Un altro importante contributo proviene dalla riduzione dei consumi da parte dell'economia e della società.

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO: SYSTEM ADEQUACY E CAPACITÀ PRODUTTIVA INVERNALE

- Lo **scenario di riferimento** ipotizza che nell'inverno 2022/2023 la disponibilità delle centrali nucleari francesi si riduca del 35 per cento, ma che in tutta Europa sia disponibile una quantità di gas sufficiente per la produzione di elettricità. I calcoli mostrano che in questo scenario l'energia prodotta all'interno del Paese e all'estero è sufficiente a soddisfare la domanda svizzera di elettricità. Tuttavia, il presupposto è che il commercio europeo di energia elettrica basato sul mercato continui a funzionare e che in caso di difficoltà di approvvigionamento sia garantito il sostegno reciproco.
- Nello **scenario con penuria di gas** si parte dall'ipotesi che la disponibilità di gas per la produzione di elettricità sia ridotta di circa il 15 per cento in tutta Europa. Nella stragrande maggioranza (87%) delle circa 2400 simulazioni condotte per questo scenario, in Svizzera non si presentano problemi nella fornitura di energia elettrica. Nell'8 per cento delle simulazioni eseguite la quantità di elettricità mancante corrisponde a più di un giorno di consumo invernale (ENS: Energy Not Served), pari a circa 170 GWh. Nel 5 per cento degli scenari si osserva un deficit elettrico in inverno pari al consumo di oltre due giorni e mezzo.
- **Nello scenario con interruzione dell'energia nucleare** in inverno viene a mancare la produzione di addirittura il 50 per cento delle centrali nucleari francesi e, in aggiunta, quella delle centrali nucleari svizzere di Leibstadt e Beznau 1. In questo scenario la situazione potrebbe risultare tesa a livello regionale in Europa, mentre la Svizzera non ne risentirebbe grazie alla disponibilità di energia idroelettrica e alle sufficienti importazioni provenienti dalle altre zone limitrofe.
- **Lo scenario estremo** prospetta una combinazione di una disponibilità limitata di gas in tutta Europa e di una interruzione dell'esercizio di tutte le centrali nucleari svizzere, con un impatto notevole sulla Svizzera. In un simile scenario, comunque molto

improbabile, in inverno mancherebbe una quantità media di elettricità pari al consumo di poco meno di sei tipici giorni invernali (fonte: UFE/EICom/UFAE, 2022).

Alla fine del 2022 l'UFE ha pubblicato uno studio sulla System Adequacy con **orizzonte temporale fino al 2040**. Questo studio valuta la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a medio e lungo termine sulla base delle Prospettive energetiche 2050+, che considerano in particolare anche l'obiettivo climatico del saldo netto pari a zero entro il 2050. Inoltre sono stati presi in considerazione anche altri fattori, tra cui l'assenza di un accordo sull'energia elettrica. Per mancanza di tempo non è stata invece presa in considerazione una possibile penuria di gas (vedi sopra: studio sulla SA a breve termine). Dallo studio è emerso che per la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera sono di fondamentale importanza soprattutto tre dimensioni: l'energia idroelettrica, la capacità d'importazione e lo sviluppo generale in Europa. Nel caso di una buona interazione tra le prime due dimensioni, eventuali difficoltà di approvvigionamento da parte svizzera o europea, anche di una certa entità, non risulteranno critiche. Gli altri risultati dello studio sono brevemente riassunti di seguito.

- Con il potenziamento delle energie rinnovabili, il sistema di approvvigionamento elettrico europeo dipenderà sempre di più dalle condizioni meteorologiche. Da un punto di vista prettamente fisico, in Svizzera la dipendenza dalle condizioni meteorologiche può comportare nel 2040 un consumo non coperto di elettricità pari al massimo a 250 GWh. Dalla prospettiva del mercato, per la Svizzera non si delineano particolari problemi, a patto che vi sia una buona integrazione nel sistema globale europeo.
- Se la cooperazione con l'Europa è garantita (accordo sull'energia elettrica o contratti tecnici che consentono di mantenere le capacità di scambio al livello attuale), nei calcoli della prospettiva di mer-

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO: SYSTEM ADEQUACY E CAPACITÀ PRODUTTIVA INVERNALE

cato anche nei prossimi anni non vi saranno difficoltà di approvvigionamento, nemmeno qualora le centrali nucleari svizzere non siano disponibili.

- Se non coopera con l'Europa e se non adegua le attuali condizioni quadro previste per il potenziamento (stato: al 2019), in presenza di determinate situazioni meteorologiche la Svizzera rischia di dover affrontare delle difficoltà di approvvigionamento dal 2030. Lo studio non tiene ancora conto delle conseguenze legate alla legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili e della legge federale urgente per l'introduzione di misure urgenti volte a garantire a breve termine l'approvvigionamento elettrico durante l'inverno.
- Con un miglioramento delle condizioni quadro per il potenziamento, invece, in linea di massima non si verrebbero a creare difficoltà di approvvigionamento. Queste ultime si rischiano solo in caso di una forte e massiccia elettrificazione in particolare e svantaggiose situazioni meteorologiche.
- Se, oltre alle capacità di scambio limitate (vale a dire in assenza di cooperazione), in Svizzera o nei Paesi confinanti si verificano eventi di maggiore entità (ad es. un guasto delle centrali elettriche), ciò avrà tuttavia ripercussioni significative sulla Svizzera. In una situazione di questo tipo può essere utile qualsiasi energia supplementare prodotta a livello nazionale; in particolare è fondamentale la flessibilità dell'energia idroelettrica disponibile in Svizzera, poiché l'energia supplementare può essere integrata in modo ottimale nel sistema mediante l'impiego di pompe o modificando gli orari delle centrali elettriche (fonte: Università di Basilea/PFZ/Consentec, 2022).

La ElCom ha aggiornato le sue analisi sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico a medio e lungo termine: da un lato, ha incaricato Swissgrid di ripetere la sua **analisi della stabilità dell'approvvi-**

gionamento nel 2025 sulla base di scenari adattati. Dall'altro, ha aggiornato i propri **calcoli sulla capacità di produzione invernale fino al 2035** con nuove previsioni sul ciclo di vita delle centrali nucleari, sulla domanda di elettricità e sul potenziamento delle energie rinnovabili.

Nello studio sulla System Adequacy per il 2025 gli scenari di stress sono stati adeguati rispetto all'ultima analisi del 2021¹¹ in base alle recenti esperienze legate all'intervento militare della Russia in Ucraina e alla disponibilità straordinariamente bassa delle centrali nucleari francesi. Inoltre, sono state adattate le ipotesi relative alla disponibilità della produzione di energia elettrica nazionale (in particolare il funzionamento di Beznau I e II oltre il 2025).

Nello scenario di riferimento aggiornato, non si verificano problemi di approvvigionamento in nessuna delle simulazioni. Anche nello scenario di stress valutato (con carenza di gas e bassa disponibilità delle centrali nucleari), nella maggior parte delle simulazioni non sorgono carenze, anche se non possono tuttavia essere escluse. Nella peggiore delle ipotesi si rischierebbe un deficit di circa 500 giga-wattora (GWh) di elettricità. Se il ridispacciamento internazionale, che nella simulazione è stato ipotizzato a un livello relativamente alto, viene ridotto alla metà, nella peggiore delle ipotesi la quantità di elettricità mancante scende a 113 GWh.

La ElCom ha inoltre aggiornato l'analisi della produzione invernale per le prospettive a lungo termine per il 2030 e il 2035. L'attenzione è rivolta alla produzione e alla domanda di energia elettrica a livello nazionale, mentre sono esclusi gli sviluppi all'estero e quindi le possibilità di importazione. L'analisi fornisce pertanto grandezze misurabili semplificate per la resilienza a lungo termine dell'approvvigionamento svizzero e rileva due indicatori chiave: da un lato, si tratta - come già nell'ultimo documento di base della ElCom - del fabbisogno di importazioni nel semestre invernale e, dall'altro, del numero di giorni in cui la

SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ELETTRICO: SYSTEM ADEQUACY E CAPACITÀ PRODUTTIVA INVERNALE

Svizzera potrebbe approvvigionarsi autonomamente, quando, verso la fine dell'inverno, gli impianti di stoccaggio stagionali sono già ampiamente vuoti. Questo ipotizzando che le importazioni cessino temporaneamente e completamente a causa di una situazione di tensione per l'approvvigionamento in Europa.

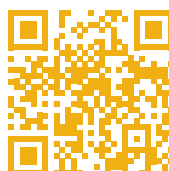
La EICom definisce scenari in base a diverse previsioni di istituti riconosciuti e obiettivi politici. I limiti di importazione invernali stabiliti dal Parlamento (5000 GWh o 20% del consumo medio di elettricità nel semestre invernale) o almeno 22 giorni di autosufficienza (valore attuale approssimativo) sono assunti come parametri di riferimento per la resilienza minima. Entrambi gli indicatori illustrano la grande incertezza sullo sviluppo della resilienza a livello dell'approvvigionamento: per rispettare i parametri di riferimento (supponendo una durata di vita delle centrali nucleari di 60 anni), a seconda dello scenario ipotizzato, sarebbero necessarie riserve con una capacità di potenza continua compresa tra 0 e 1400 MW entro il 2030 o tra 0 e 2100 MW entro il 2035.

Sul fondamento delle due analisi, per aumentare la resilienza la EICom raccomanda una capacità di riserva tramite centrali termoelettriche di almeno 400 me-

gawatt (MW) entro il 2025 e di 700–1400 MW dal 2030. A causa della situazione di grande incertezza, è ragionevole procedere per gradi, al fine di poter potenziare le riserve in caso di necessità. Attualmente fino alla primavera 2026 sono disponibili le seguenti riserve di energia elettrica complementari: centrale elettrica di riserva Birr (AG), potenza 250 MW; centrale elettrica di riserva Corneaux 1 (NE), potenza 36 MW; centrale a gas a ciclo combinato Monthey (VS), potenza 50 MW; gruppi elettrogeni di emergenza aggregati, potenza ca. 110 MW. Alla fine di luglio 2023, l'UFE ha indetto la prima gara pubblica per le centrali elettriche di riserva dopo il 2026. Il volume del bando è di 400 MW (fonti: Swissgrid, 2023/EIcom, 2023c).

11 Frontier Economics (2021): Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz-EU.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema
SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO
(versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



► SPESE E PREZZI

Oltre alla sicurezza e all'impatto ambientale, un'altra importante dimensione dell'approvvigionamento energetico sostenibile è l'economicità. L'articolo 89 della Costituzione federale e l'articolo 1 della legge sull'energia sanciscono il principio secondo il quale si deve perseguire un approvvigionamento energetico sufficiente, diversificato, sicuro, economico ed ecologico. La Strategia energetica 2050 persegue la trasformazione graduale del sistema energetico svizzero a seguito del graduale abbandono dell'energia nucleare e degli altri profondi cambiamenti nel settore energetico, senza che venga compromessa la competitività internazionale della piazza economica svizzera. Questo tema si concentra pertanto sul monitoraggio della spesa energetica del consumatore finale e sui prezzi dell'energia.

SPESA ENERGETICA DEL CONSUMATORE FINALE

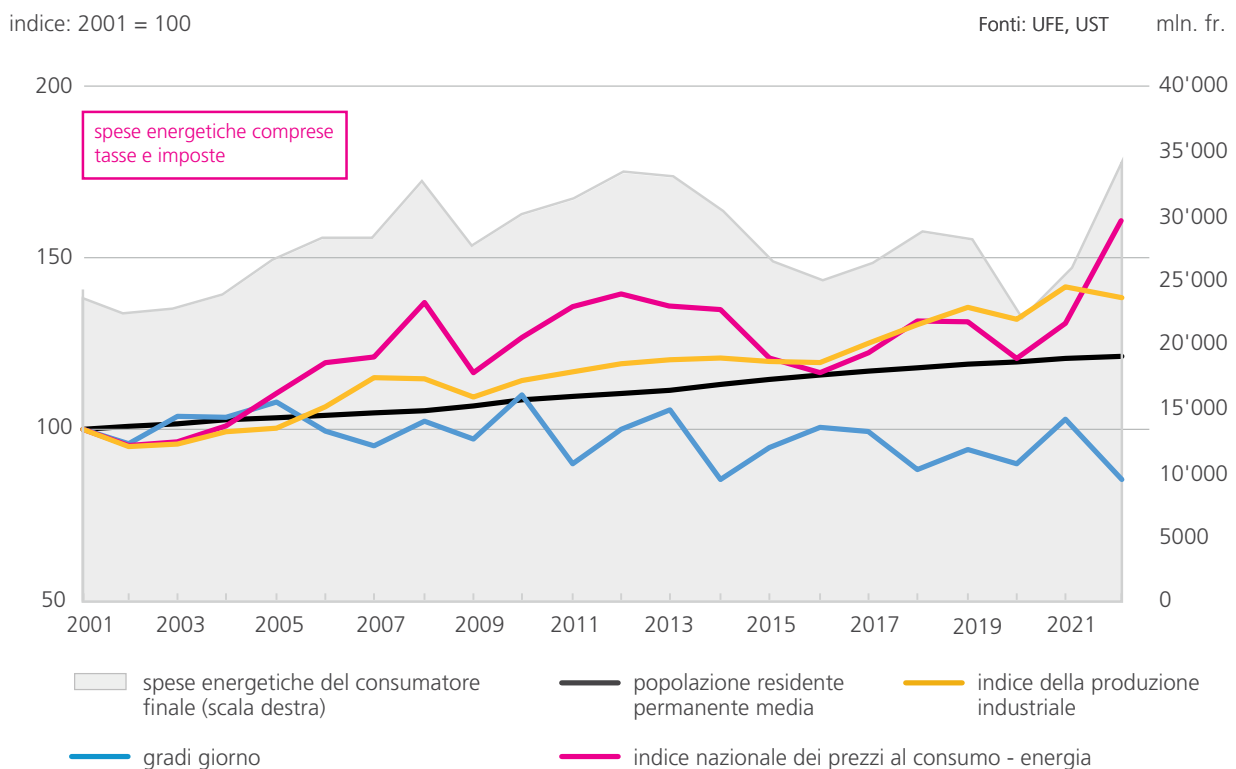


Figura 11: Andamento della spesa energetica del consumatore finale (in mio. fr., stime) e fattori di influenza (indicizzati)

La **Figura 11** mostra l'andamento della spesa energetica sostenuta dal consumatore finale in Svizzera, che nel 2022 è stata di circa 34,1 miliardi di franchi. Dopo aver toccato un minimo di 22 miliardi di franchi nel 2020, le spese sono fortemente aumentate nel 2021 (circa 25,9 mia. fr.) e soprattutto nel 2022. L'aumento delle spese è stato trainato da quello dei prezzi; ad esempio, nell'ambito dell'indice nazionale dei prezzi al consumo l'indice parziale che rappresenta l'energia è aumentato del 22 per cento in un anno. L'aumento è stato particolarmente pronunciato nella spesa per i combustibili e i carburanti prevalentemente fossili (combustibili petroliferi, carburanti, gas)¹²: con una spesa di 22,6 miliardi di franchi questi tre vettori energetici hanno rappresentato circa due terzi delle spese complessive per l'energia. Per l'energia elettrica sono stati spesi circa 10,5 miliardi di franchi, le restanti spese riguardano combustibili solidi e teleriscaldamento (570 mio. fr.)¹³. Tra il 2001 e il 2021 la spesa energetica è aumentata mediamente dello 0,4 per cento all'anno. Nell'anno

straordinario 2022, la spesa energetica è aumentata rispetto all'anno precedente del 31 per cento, ossia di 8,1 miliardi di franchi, il che ha portato l'incremento annuo tra il 2001 e il 2022 all'1,6 per cento. Durante lo stesso periodo sono aumentati anche la produzione industriale (1,5% l'anno), la popolazione (0,9% l'anno) e l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia (2,2% l'anno). Da notare è che l'andamento della spesa del consumatore finale e quello dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'energia si assomigliano: ciò è da ricondurre anche al fatto che sul breve periodo il comportamento dei consumatori non viene influenzato, se non minimamente, dai prezzi dell'energia bensì piuttosto da fattori già esistenti e invece costanti, quali veicoli e abitazioni. In questo contesto si parla anche di una bassa elasticità dei prezzi sul breve periodo. Rispetto ad altri anni nel 2008 si è osservato un netto aumento della spesa dei consumatori finali e dei prezzi dell'energia, seguito da un calo nell'anno successivo: ciò si può spiegare in parte con la ripresa

SPESA ENERGETICA DEL CONSUMATORE FINALE

economica e la successiva contrazione dovuta alla crisi finanziaria ed economica. A causa della pandemia di Covid-19 nel 2020 è stata consumata meno energia, in particolare carburante, il che, insieme ai prezzi bassi, ha comportato spese energetiche eccezionalmente basse. Nel 2021 le quantità consumate e le spese sono nuovamente aumentate e il 2022 è stato caratterizzato dal forte rialzo dei prezzi e dalle relative spese elevate, sebbene le quantità consumate per i vettori energetici a scopo di riscaldamen-

to (soprattutto gas e olio da riscaldamento) e per l'elettricità siano diminuite, anche grazie al clima mite (valore basso dei gradi-giorno). Una migliore efficienza energetica può ridurre il consumo energetico e di conseguenza la spesa dei consumatori finali (fonte: UFE, 2023a/UST, 2023a).

12 Nel 2022 il 3,4% della benzina e del diesel consumati erano di origine biogena, ossia non erano derivati dal petrolio (comunicato stampa UFAM dell'11 luglio 2023); la quota di biogas nazionale immesso in rete rispetto al consumo complessivo di gas è stata dell'1,3% (comunicato stampa UFE del 22 giugno 2023).

13 Le spese energetiche comprendono, oltre alle spese per l'energia e il suo trasporto, anche tutte le imposte e tasse (ad es. tassa sul CO₂, imposta sugli oli minerali, IVA, ecc.).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

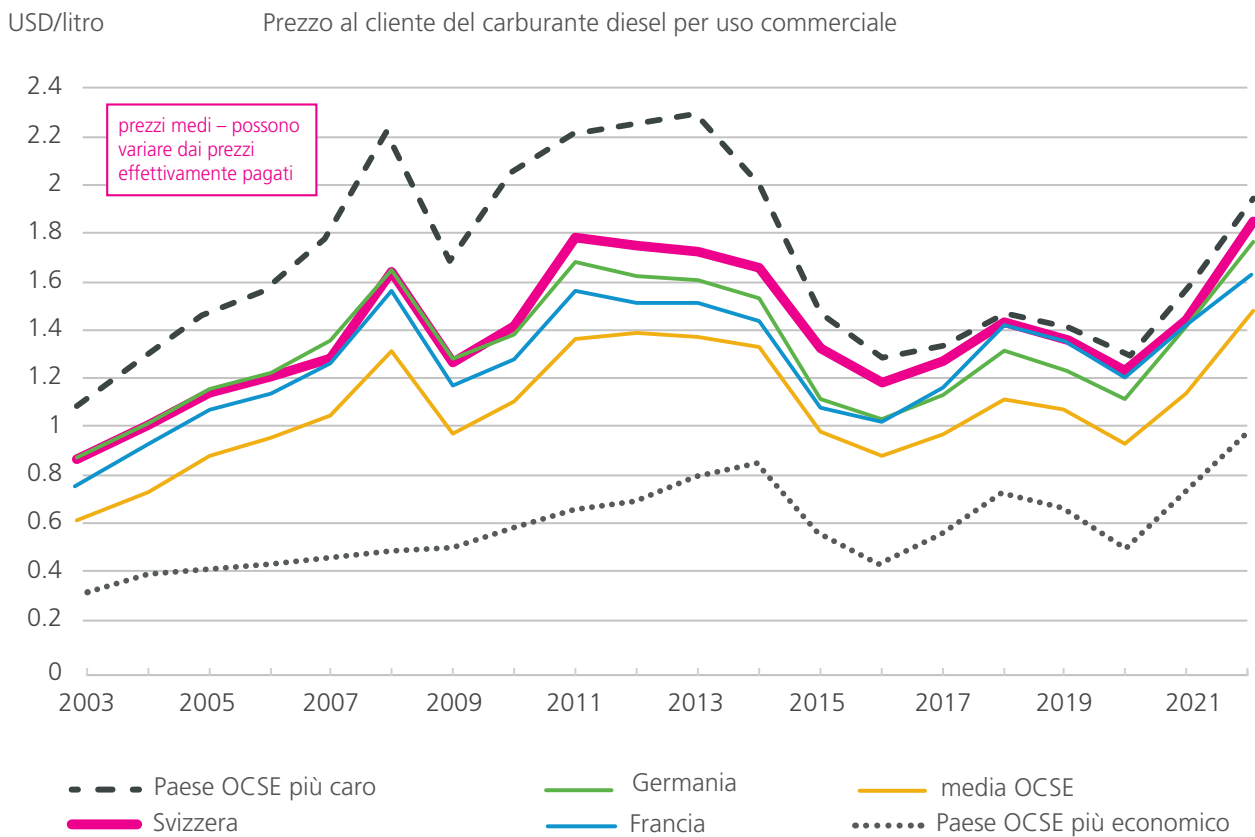
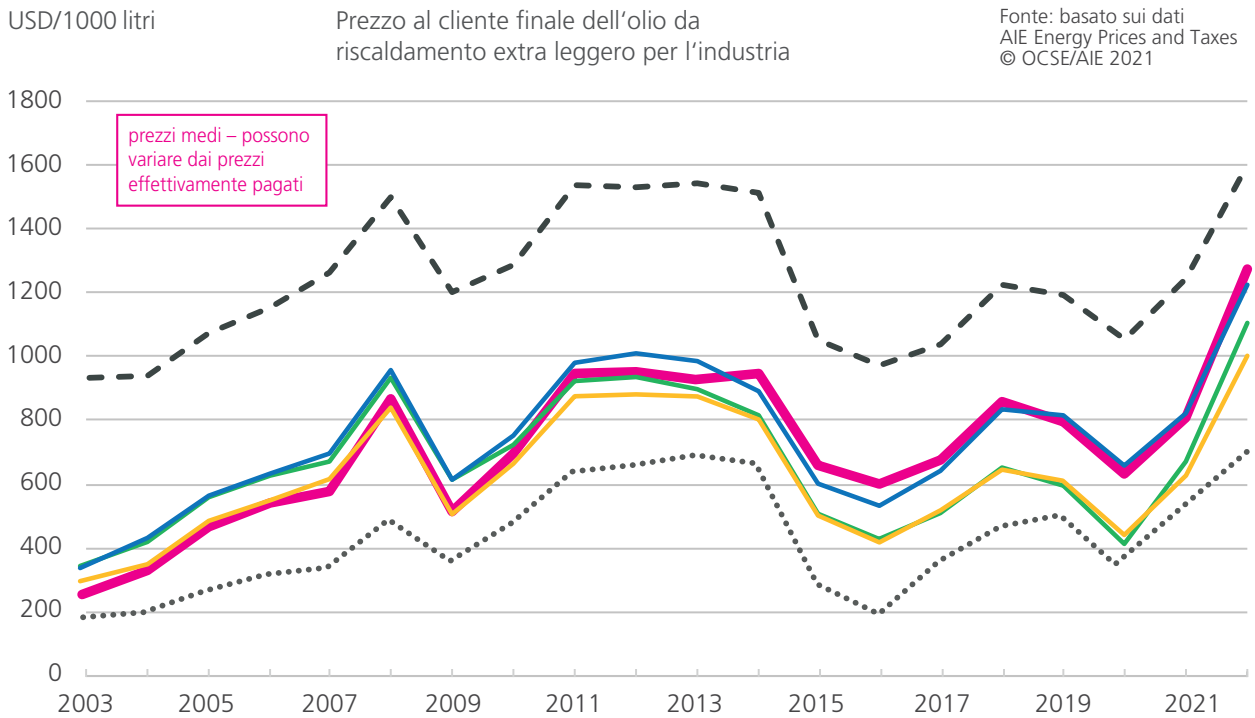


Figura 12: Prezzi medi al consumatore finale di olio da riscaldamento e diesel (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

A seguito dell'intervento militare della Russia in Ucraina, nel 2022 i prezzi dell'energia hanno subito forti aumenti in tutto il mondo. Per attenuare tali rincari, diversi Stati hanno, da un lato, erogato alle imprese o alle famiglie sovvenzioni dirette attingendo dal bilancio statale e, dall'altro, introdotto freni temporanei ai prezzi, per esempio, attraverso una riduzione delle imposte. In Francia, per esempio, un'agevolazione fiscale ha comportato un'effettiva riduzione dei prezzi di vendita del carburante, come si evince dal prezzo del diesel nella **Figura 12**. Le misure indirette, vale a dire i pagamenti a persone e aziende, non hanno avuto alcun impatto sui prezzi di vendita e pertanto non sono visibili nella stessa figura. La Svizzera ha rinunciato ad attuare tali misure di contenimento dei prezzi, il che va tenuto in considerazione nel confronto internazionale per il 2022.

Sia la materia prima petrolio, sia l'olio combustibile e il diesel, due vettori energetici derivati della sua raffinazione, sono oggetto di negoziazione a livello globale. Ciò può essere il motivo alla base dell'andamento molto simile dei loro prezzi osservato nella maggior parte dei Paesi presi in esame (cfr. *Figura 12*). Nel 2022 in Svizzera il prezzo **dell'olio combustibile** ha registrato un forte aumento, riconfermandosi al di sopra della media OCSE. L'aumento dei prezzi del 2022 è stato simile anche nei Paesi

confinanti; tuttavia, nel corso degli anni, i prezzi in Svizzera hanno subito un incremento leggermente superiore rispetto ad altri Paesi. Una spiegazione dell'aumento dei prezzi svizzeri registrato negli ultimi anni rispetto ad altri Paesi potrebbe risiedere almeno in parte nell'aumento graduale della tassa sul CO₂, che dalla sua introduzione nel 2008 è passata da 12 ai 120 franchi a tonnellata di CO₂ del 2022. Gli aumenti sono dovuti al fatto che gli obiettivi biennali intermedi di riduzione delle emissioni dei combustibili fossili fissati dal Consiglio federale non erano stati raggiunti. In Svizzera il livello del prezzo del diesel era leggermente superiore a quello della Francia o della Germania o alla media OCSE; l'anno scorso in tutti i Paesi presi in esame è stato rilevato un forte aumento dei prezzi anche di questo prodotto petrolifero. Dal 2018 il livello del prezzo in Francia ha raggiunto quello della Svizzera; tuttavia, a seguito di una temporanea agevolazione fiscale per la benzina e il diesel, lo scorso anno i prezzi francesi erano nettamente inferiori (v. *curva azzurra nella figura 12*). Il monitoraggio non riporta alcuna informazione sul prezzo della benzina rispetto alla situazione internazionale in quanto nell'industria ricopre un ruolo secondario. Il prezzo del diesel in Svizzera è molto più vicino a quello del Paese OCSE più caro che non a quello del Paese OCSE più economico (fonte: OCSE/AIE, 2023a).

CONFRONTO INTERNAZIONALE DEL PREZZO DELL'ENERGIA PER I SETTORI INDUSTRIALI

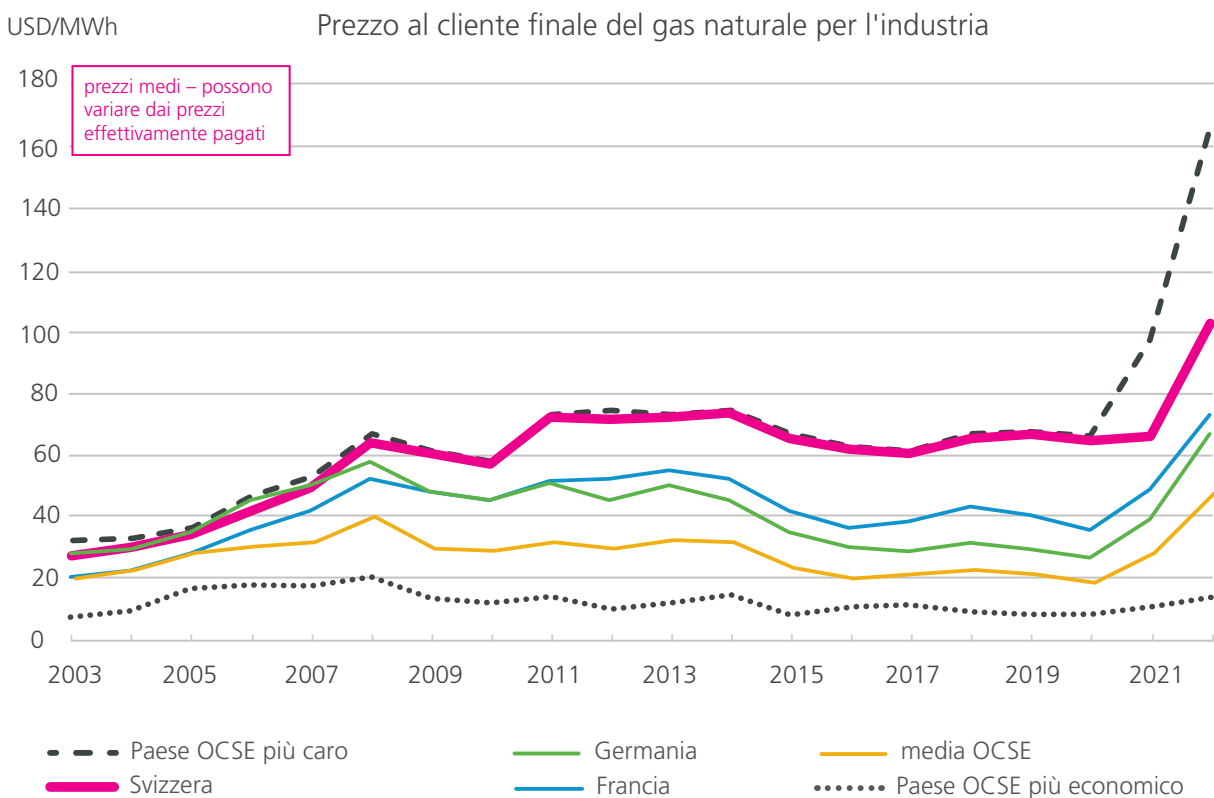
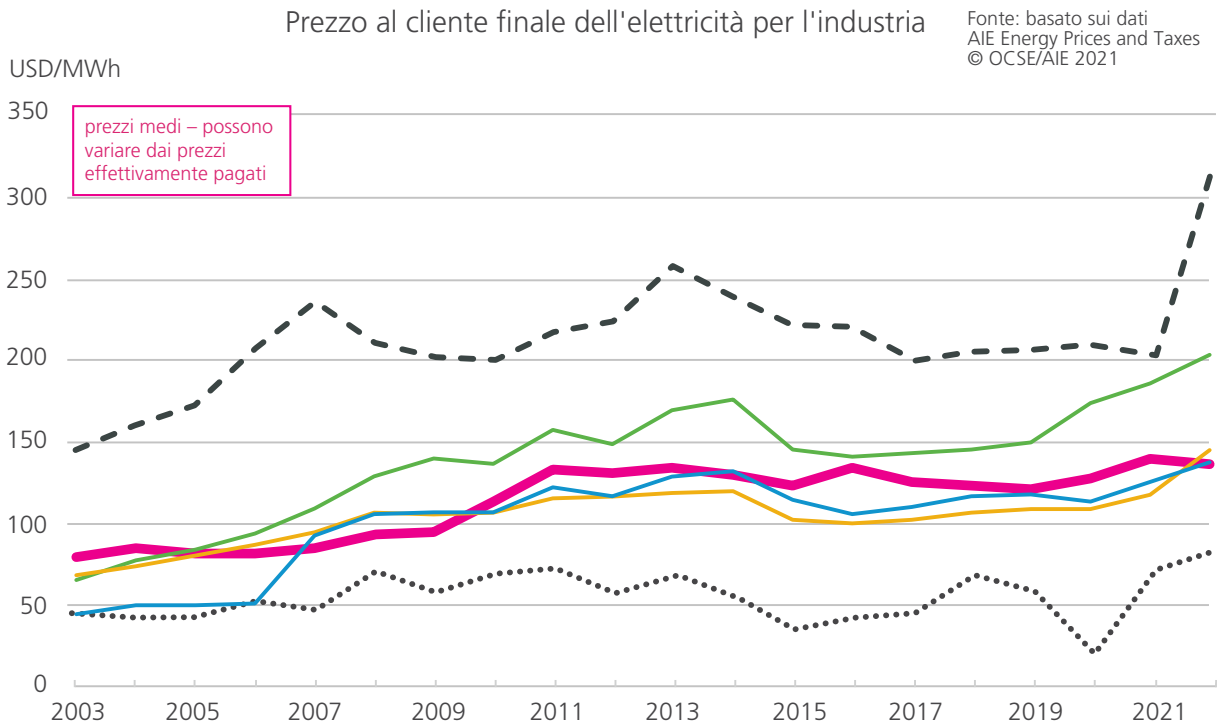


Figura 13: Prezzi medi al consumatore finale per elettricità e gas naturale (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)

Il **prezzo dell'elettricità** dipende da molti fattori, tra i quali le tecnologie impiegate per la produzione, i costi di produzione e di trasporto, la capacità delle reti, le strutture del mercato e le tasse. Rispetto alla media dei Paesi OCSE, i prezzi dell'elettricità in Svizzera si sono mantenuti per lo più stabili fino al 2020 (cfr. *Figura 13*). Tuttavia, nel 2021 e soprattutto nel 2022, alcuni Paesi – come la Germania – hanno registrato aumenti dei prezzi più marcati. Il livello dei prezzi in Svizzera nel 2022, invece, non ha subito variazioni sostanziali e addirittura era leggermente al di sotto della media OCSE, in linea con quello della Francia e ad un livello nettamente inferiore a quello della Germania. Le differenze tra i livelli di prezzo devono tuttavia essere interpretate con cautela, anche perché le imprese ad elevato consumo di energia elettrica possono essere esonerate da determinate tasse incluse nel prezzo. I prezzi 2022 per i clienti in regime di servizio universale sono stati fissati già nell'agosto 2021, pertanto i dati non tengono conto del forte aumento dei prezzi dell'energia elettrica del 2022 per questo segmento di clientela. A ciò si aggiunge il fatto che alcuni Paesi inclusi nel confronto hanno sovvenzionato i grandi consumatori di elettricità per contenere l'aumento dei prezzi dell'elettricità. Anche queste sovvenzioni dirette non sono visibili nel grafico. In territorio elvetico i prezzi del **gas naturale** sono nettamente superiori a quelli della Germania, della Francia e della media dei Paesi OCSE. Nel 2010, nel 2011 e dal 2013 al 2020 la Svizzera è stata il Paese OCSE con i prezzi del gas naturale più elevati. Nel 2021 la Svezia ha sostituito la Svizzera come Paese OCSE più caro, il che potrebbe essere dovuto, tra l'altro, al costante aumento nel Paese scandinavo della tassa sul CO₂ (117 EUR/tonnellata nel 2022). In tutti i Paesi, nel 2022 si registra un aumento significativo dei prezzi dovuto all'intervento militare della Russia in Ucraina. L'incidenza sui prezzi delle sovvenzioni statali destinate ad attenuare gli aumenti dei prezzi varia da uno Stato all'altro. Il freno ai prezzi del gas per le imprese industriali in Germania, ad esempio, è entrato in vigore solo nel 2023.

La differenza tra la Svizzera e altri Paesi OCSE è notevole, in particolare nei confronti del Canada, il Paese con i prezzi più bassi nel 2022. Sono molteplici le possibili spiegazioni di un simile scarto: ad esempio,

l'aumento già menzionato della tassa sul CO₂ sui combustibili, che si è ripercosso sulle cifre. A questo riguardo va anche osservato che alcune imprese¹⁴ possono farsi esonerare dalla tassa se si impegnano a ridurre le proprie emissioni (ciò non emerge però dalle cifre presentate nel rapporto); anche queste imprese pagano il prezzo al cliente finale, ma possono chiedere il rimborso dalla tassa. La tassa sul CO₂ spiega solo in parte il prezzo relativamente alto, e comunque non per gli anni precedenti al 2008. Altre possibili spiegazioni si possono ricercare nei maggiori costi di rete (dovuti ai pochi, in proporzione, allacciamenti per chilometro) e nell'intensità della concorrenza: negli altri Paesi considerati nel confronto, infatti, il mercato del gas era completamente aperto nel periodo preso in esame. Nel 2012 in Svizzera sono state regolate, tramite una convenzione tra associazioni, le condizioni per l'acquisto del gas naturale da parte dei grandi clienti industriali; grazie a questa convenzione, alcune centinaia di clienti finali possono scegliere liberamente il proprio fornitore di gas. Nel giugno 2023 il Consiglio federale ha fissato gli elementi chiave del messaggio concernente una legge sull'approvvigionamento di gas, proponendo un'apertura parziale del mercato che consentirebbe ai clienti con un consumo superiore a 300 MWh all'anno, ossia i grandi consumatori, di accedere liberamente al mercato. Con una decisione di giugno 2020 la Commissione della concorrenza ha liberalizzato completamente il mercato del gas nella regione di Lucerna (fonti: OCSE/AIE, 2023a/Consiglio federale, 2019b+2023c/COMCO, 2020).

14 Tra cui le imprese di determinati settori che presentano un carico fiscale elevato in rapporto al loro valore aggiunto e la cui competitività internazionale ne risulterebbe fortemente compromessa; cfr. ordinanza sul CO₂, allegato 7 (Attività che autorizza-no alla partecipazione al SSQE o all'esenzione dalla tassa con un impegno di riduzione). Su richiesta, queste aziende ottengono il rimborso della tassa sul CO₂. Le grandi imprese ad alta intensità di CO₂ partecipano al sistema di scambio di quote di emissioni e sono (anch'esse) esentate dall'imposta sul CO₂.

➤ Indicatori approfonditi relativi al tema
SPESE E PREZZI
(versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



► EMISSIONI DI CO₂

Tra politica energetica e politica climatica esiste una relazione molto stretta dal momento che in Svizzera circa tre quarti delle emissioni di gas serra vengono prodotti attraverso l'impiego di vettori energetici fossili. La Strategia energetica 2050 intende dare un contributo alla riduzione del consumo di energie fossili e quindi delle emissioni di gas serra dell'energia. In tal modo sostiene il raggiungimento degli obiettivi della politica climatica secondo la legge federale sulla riduzione delle emissioni di CO₂ (legge sul CO₂) e la legge federale sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCli) (Consiglio federale, 2019a+2021a/Foglio federale, 2022). In termini quantitativi il gas serra più importante è il diossido di carbonio (CO₂), prodotto principalmente attraverso la combustione di combustibili e carburanti fossili (olio da riscaldamento, gas naturale, benzina, diesel). Il monitoraggio annuo osserva pertanto l'andamento delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico pro capite, totali e suddivise per settore come pure rispetto ad altre grandezze. La fonte più importante per gli indicatori è l'inventario dei gas serra della Svizzera, stilato ogni anno dall'Ufficio federale dell'ambiente (UFAM) secondo le disposizioni della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sul clima.

EMISSIONI PRO CAPITE DI CO₂ LEGATE AL CONSUMO ENERGETICO

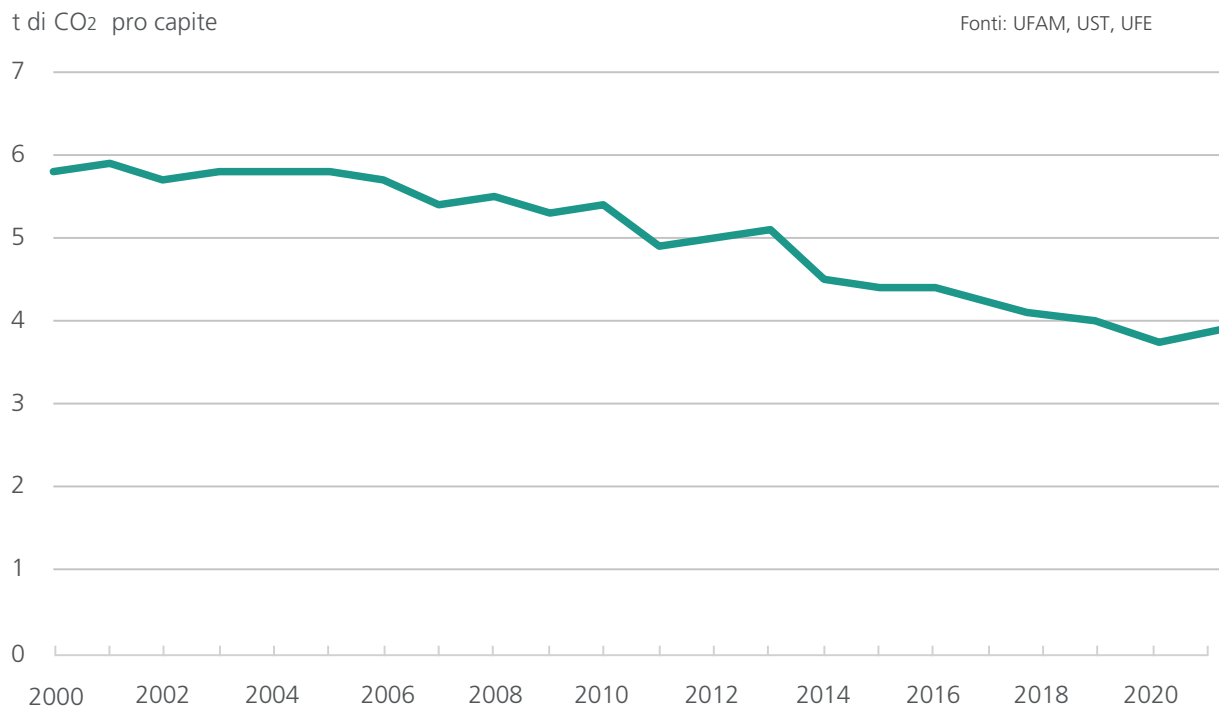


Figura 14: Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico (in t CO₂ pro capite)¹⁵

Le Prospettive energetiche 2050+ illustrano in che modo la Svizzera può trasformare il proprio approvvigionamento energetico entro il 2050 in linea con l'obiettivo di emissioni nette di gas serra pari a zero sancito dalla LOCl (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Questo obiettivo riguarda anche le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico. Di conseguenza, l'obiettivo strategico superiore a lungo termine secondo il messaggio del 2013 concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050, ossia la riduzione entro il 2050 delle emissioni di CO₂ a 1–1,5 tonnellate pro capite, è ormai superato. In un mondo a emissioni nette pari a zero, in cui tutte le emissioni evitabili devono essere eliminate entro il 2050, secondo le Prospettive energetiche 2050+ rimane una quota di emissioni di CO₂ legate all'energia di circa 0,4 tonnellate pro capite.

Come mostra la **Figura 14**, dal 2000 in Svizzera, le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico sono in continua diminuzione. Mentre dal 2000 le emissioni totali di CO₂ sono diminuite, nello stes-

so periodo la popolazione ha continuato a crescere. Si sta verificando pertanto un crescente disaccoppiamento tra crescita demografica ed emissioni di CO₂. Nel 2021 le emissioni nazionali pro capite erano pari a circa 3,9 tonnellate, il 33 per cento in meno del valore del 2000 (5,8 tonnellate)¹⁶. Nel confronto internazionale emerge che in Svizzera le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico sono piuttosto basse, e ciò grazie al fatto che la produzione elettrica del Paese è in larga misura a emissioni zero di CO₂ e che alla creazione del valore aggiunto contribuisce in misura considerevole il settore dei servizi. Tuttavia, per poter raggiungere entro il 2050 l'obiettivo climatico del saldo netto pari a zero, le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico devono diminuire in maniera più netta rispetto a quanto avvenuto sinora (fonti: UFAM, 2023/UST, 2023a/UFE, 2023a).

¹⁵ Delimitazione conformemente alla legge sul CO₂ (escluso il trasporto aereo internazionale, inclusa la differenza statistica). Senza correzione per le condizioni climatiche.

¹⁶ A titolo di confronto, le emissioni pro capite di tutti i gas serra nel 2021 erano di circa 5,2 tonnellate. Rispetto al valore del 2000 (7,5 t), questo corrisponde a una diminuzione di circa il 31%. In termini percentuali, le emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo di energia sono quindi diminuite in modo lievemente maggiore dei gas serra totali.

EMISSIONI DI CO₂ LEGATE AL CONSUMO ENERGETICO TOTALI E SUDDIVISE PER SETTORE

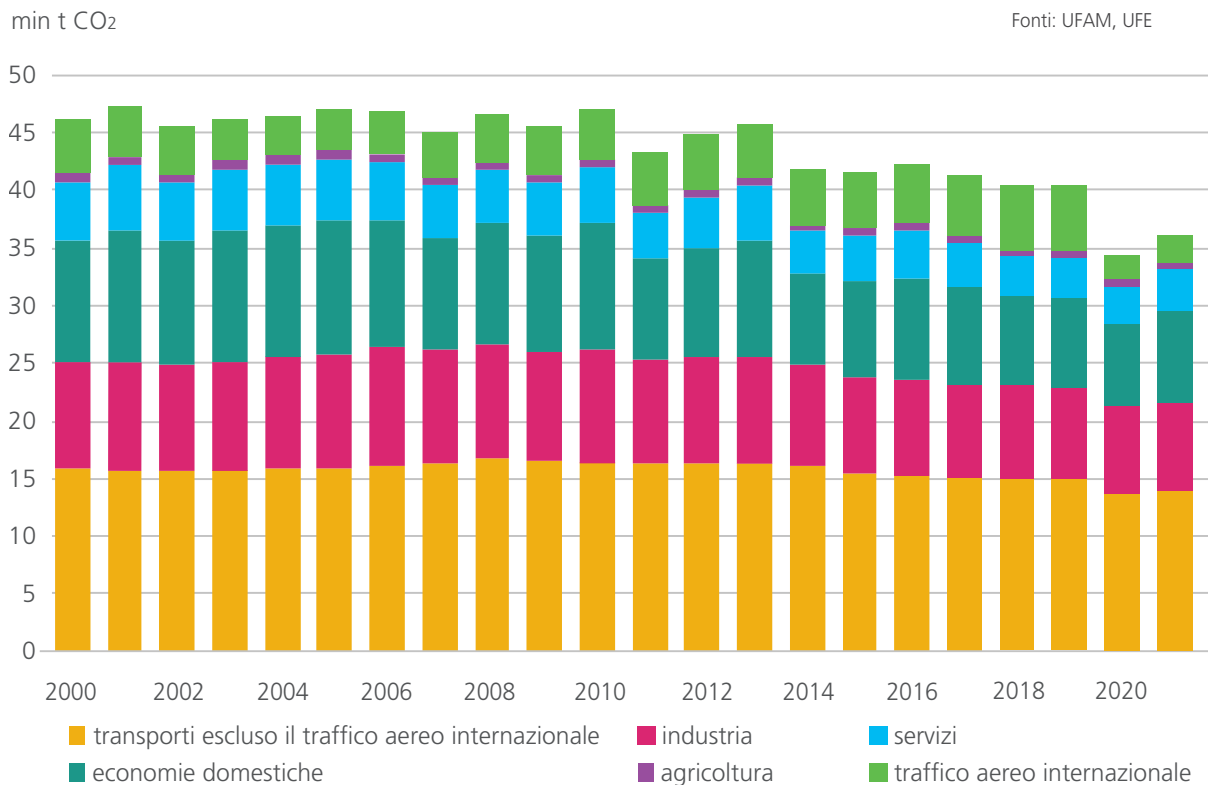


Figura 15: Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore (in mio. t CO₂)

Nel 2021 le emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali (v. *Figura 15, incluso il trasporto aereo internazionale*) raggiungevano i 36 milioni di tonnellate di CO₂, ossia il 22 per cento in meno rispetto al 2000. La quota maggiore di emissioni è da attribuire al settore dei trasporti (quota 2021: 38%; escluso il trasporto aereo internazionale), principalmente al traffico stradale motorizzato¹⁷. Tra il 2000 e il 2021 le emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti sono diminuite di oltre 2 milioni di tonnellate. Dopo un calo all'inizio del millennio, le emissioni del trasporto aereo internazionale sono aumentate costantemente dal 2005 e nel 2019 ammontavano a 5,7 milioni di tonnellate di CO₂. Tuttavia, a causa della pandemia di Covid-19, nel 2020 queste emissioni hanno subito un drastico calo e anche nel 2021 si attestavano, con 2,3 milioni di tonnellate di CO₂ (6%), ancora nettamente al di sotto dei valori precedenti¹⁸. Nel settore dell'industria (quota 2021: 23%) le emissioni di CO₂ legate al consumo ener-

getico derivano principalmente dalla produzione di beni e in misura minore dal riscaldamento degli edifici. Dal 2000 si registra una leggera diminuzione, che dimostra, tra le altre cose, l'efficacia delle misure adottate, l'aumento dell'efficienza energetica e un disaccoppiamento tra produzione industriale ed emissioni di CO₂. Le oscillazioni registrate nel corso del tempo sono collegate principalmente alle condizioni congiunturali e meteorologiche. Nel **settore delle economie domestiche** (quota 2021: 22%) le emissioni prodotte sono da ricondurre prima di tutto al riscaldamento degli edifici e alla produzione di acqua calda. Dal 2000, nonostante l'aumento della superficie riscaldata, tali emissioni sono diminuite, il che testimonia tra l'altro l'aumento dell'efficienza energetica e la crescente tendenza a sostituire le vecchie tecnologie con tecnologie a basse emissioni di CO₂. Poiché, tuttavia, sono ancora molti i sistemi di riscaldamento a combustibili fossili in uso, le emissioni annuali dipendono in larga misura dal-

EMISSIONI DI CO₂ LEGATE AL CONSUMO ENERGETICO TOTALI E SUDDIVISE PER SETTORE

le condizioni meteorologiche. Negli anni caratterizzati da inverni più freddi la quota di emissioni è maggiore, mentre in quelli con inverni più miti è minore. La situazione è analoga nel settore dei servizi (quota 2021: 10%): anche qui dal 2000 le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico sono in lieve calo, ma presentano chiare oscillazioni legate alle condizioni meteo. Anche nel settore dell'agricoltura, infine, dal 2000 le emissioni di CO₂ derivanti dal consumo energetico sono leggermente calate. Rispetto al totale delle emissioni di CO₂ la loro quota è piccola (quota 2021: 2%). **Nel settore dell'agricoltura**, a livello di gas serra, sono importanti non tanto le emissioni di CO₂ che derivano dal consumo energetico, quanto soprattutto il metano e il diossido di azoto. Nel complesso, dal 2000 le quote nei singoli settori rispetto al totale delle emissioni di CO₂ derivanti dal consumo energetico sono cambiate solo di poco: nei trasporti e nell'industria si è osservato un aumento (rispettivamente dal 34 al

38% e dal 20 al 22%), mentre la quota delle economie domestiche e dei servizi si è ridotta leggermente (fonti: UFAM, 2023+2022a/UFE, 2023a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

17 In alcune sue pubblicazioni l'UFE indica la quota di emissioni a effetto serra prodotte dal settore dei trasporti rispetto al totale. Attualmente questa quota è pari a circa un terzo (32%).

18 Il trasporto aereo internazionale non è incluso nel bilancio internazionale e pertanto non è nemmeno incluso nella valutazione del raggiungimento degli obiettivi della politica climatica. Se fosse compreso, la sua quota sul totale di emissioni di CO₂ legate all'energia sarebbe di quasi il 14%. Se il traffico aereo fosse assegnato al settore dei trasporti, la quota di quest'ultimo sarebbe pari al 28%.

➔ Indicatori approfonditi relativi al tema
EMISSIONI DI CO₂
(versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)





► **RICERCA E TECNOLOGIA**

Gli obiettivi a lungo termine della Strategia energetica 2050 richiedono un ulteriore avanzamento tecnologico. Per dare una spinta a tale avanzamento la Svizzera ha stanziato una quantità decisamente superiore di fondi per la ricerca in ambito energetico. I progressi della ricerca e della tecnologia non sono di norma misurabili attraverso indicatori. Il monitoraggio annuo si concentra perciò sull'esame delle spese pubbliche destinate alla ricerca energetica, come indicatore dell'impegno profuso a favore della ricerca energetica.

SPESE DEL SETTORE PUBBLICO PER LA RICERCA ENERGETICA

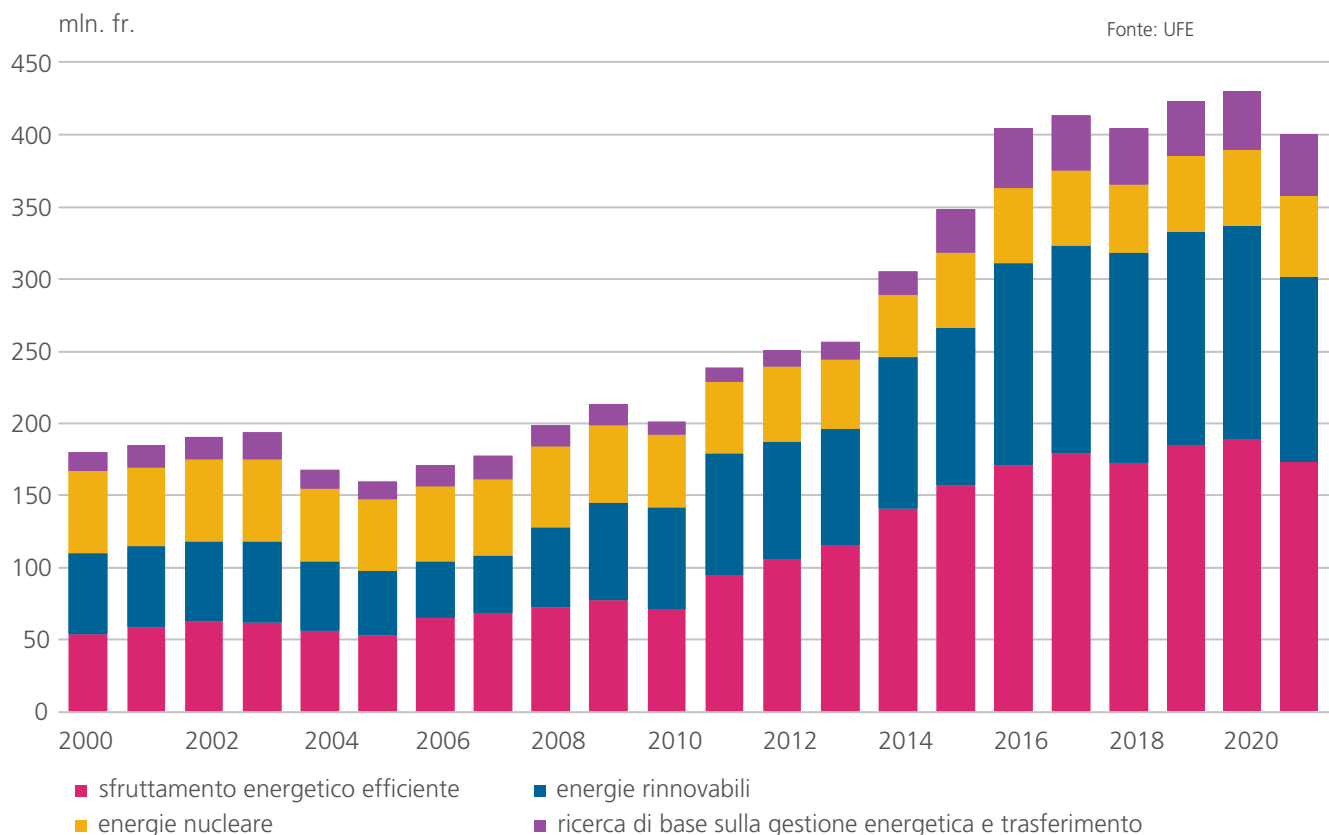


Figura 16: Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mio. fr., reali)¹⁹

Dal 2005 al 2020 i fondi pubblici destinati alla ricerca energetica hanno continuato ad aumentare (cfr. **Figura 16**). In particolare dal 2014 si osserva una netta crescita, legata alla Strategia energetica 2050 e al piano d'azione «Ricerca coordinata in campo energetico in Svizzera». Hanno contribuito considerevolmente all'aumento l'istituzione e il consolidamento dei centri di competenza nazionali per la ricerca energetica (SCCER) di Innosuisse, alcuni nuovi programmi nazionali di ricerca in ambito energetico (PRN 70 e 71) del Fondo nazionale svizzero e un ampliamento mirato dei programmi pilota, di dimostrazione e faro UFE. Nel 2021 gli investimenti pubblici ammontavano a quasi 400 milioni di franchi effettivi (2020: quasi 434 mio. fr.). La flessione rispetto agli anni precedenti è dovuta allo scadere del programma di promozione Energia (SCCER): il settore dei PF e Innosuisse hanno quindi contribuito in misura minore alla ricerca energetica in Svizzera. Il programma di promozione SWEET, successore dello SCCER, ha una dotazione inferiore e probabilmente non sarà in grado di compensare completamente il calo anche in futuro. Conformemente ai capisaldi della Strategia

energetica 2050, la maggior parte dei fondi è destinata agli ambiti di ricerca impiego efficiente dell'energia (quota 2021: 43,7%) ed energie rinnovabili (quota 2021: 31,8%). Le spese assolute per l'ambito di ricerca energia nucleare (fissione e fusione nucleare) sono stabili dal 2004, la loro quota rispetto alle spese totali è aumentata in confronto all'anno precedente e nel 2021 era pari al 14,2 per cento. Nello stesso anno la quota per l'ambito di ricerca di base sulla gestione energetica era pari al 10,2 per cento (fonte: UFE, 2022a+2023d).

¹⁹ Le spese comprendono anche una quota di overhead (costi della ricerca indiretti) degli istituti di ricerca.

➔ Indicatori approfonditi relativi al tema
RICERCA E TECNOLOGIA
 (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)





► **CONTESTO INTERNAZIONALE**

Il contesto internazionale ha un ruolo importante perché la Svizzera è strettamente collegata ai mercati energetici internazionali e dipende dalle importazioni di energia. Sul piano regolatorio sono fondamentali gli sviluppi del quadro normativo europeo; inoltre giocano un ruolo importante gli sforzi compiuti a livello internazionale a favore della protezione del clima. Il monitoraggio annuo si incentra su una descrizione complessiva dei principali sviluppi.

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

In Europa e in altre regioni del mondo si registrano attualmente fluttuazioni dei prezzi dell'energia, che sono indice di incertezza sui mercati. Nel 2021, con la ripresa economica dopo la pandemia di Covid-19 e il conseguente aumento della domanda di energia, i prezzi dell'energia erano già aumentati notevolmente. Con l'intervento militare della Russia in Ucraina la crisi energetica si è inasprita, spingendo ulteriormente al rialzo i prezzi del gas e dell'elettricità, che hanno raggiunto il loro attuale picco all'inizio del 2023. Nell'intento di ridurre la dipendenza dal gas russo, l'UE ha deciso diverse misure per diversificare il proprio approvvigionamento di gas e si è prefissata per l'autunno/inverno 2022/2023 un obiettivo di risparmio del 15 per cento rispetto agli anni precedenti. Inoltre, anche il prezzo europeo del CO₂ ha subito un forte aumento e nel primo trimestre del 2023 ha raggiunto un record storico.

Petrolio: nelle sue previsioni a medio termine l'AIE stima che nel 2028 la domanda globale di petrolio raggiungerà circa 105,7 milioni di barili al giorno, pari ad un aumento di 5,9 milioni rispetto al 2022. Secondo l'AIE, sono soprattutto il trasporto aereo e l'industria petrolchimica a essere responsabili di questa crescita. Per quanto riguarda l'offerta, l'AIE prevede un aumento delle capacità produttive rispetto al 2022 di 5,9 milioni di barili al giorno, fino a un totale di 111 milioni entro il 2028.

Nel 2022 la domanda è stata di 99,8 milioni di barili al giorno, ossia 2,3 milioni in più rispetto al 2021. Per il 2023 l'AIE prevede un ulteriore aumento della domanda che dovrebbe attestarsi a 102,3 milioni di barili al giorno, raggiungendo così un livello record. Poiché, da un lato, la ripresa dopo la pandemia sta rallentando e, dall'altro, la congiuntura debole, gli standard di efficienza più severi e i nuovi veicoli elettrici pesano sui consumi, per il 2024 si prevede un calo della crescita a 1 milione di barili al giorno.

Secondo le previsioni, entro il 2023 la produzione mondiale di petrolio aumenterà di 1,5 milioni di barili al giorno, raggiungendo un valore record di 101,5 milioni, un aumento che sarà trainato principalmente dagli Stati Uniti.

Poco dopo lo scoppio dell'intervento militare della Russia in Ucraina, all'inizio di marzo 2022, il prezzo del petrolio ha raggiunto un valore storicamente alto,

sfiorando i 130 dollari a barile. Nel corso del 2022 il prezzo è sceso con forti fluttuazioni fino alla fine di dicembre a poco più di 85 dollari a barile. Il primo semestre del 2023 è stato caratterizzato dalla volatilità dei prezzi: a metà marzo 2023 il prezzo del petrolio è sceso di nuovo sotto i 75 dollari a barile per la prima volta da dicembre 2021 e quattro settimane dopo è salito a oltre 87 dollari. Dopo un breve periodo di calma sui mercati petroliferi, a partire dall'estate il prezzo ha ripreso a salire. Nell'agosto 2023 era di 85 dollari a barile e a settembre, per la prima volta dalla fine dello scorso anno, si è nuovamente riportato sopra i 95 dollari, dopo la proroga fino alla fine del 2023 da parte di Arabia Saudita e Russia dei tagli volontari alla produzione. All'inizio di ottobre il prezzo ha subito una leggera flessione, scendendo a 85 dollari al barile. Con l'escalation di violenza in Israele, il prezzo del petrolio è nuovamente salito e a metà ottobre ha superato di nuovo i 90 dollari al barile (fonte: OCSE/AIE, 2023b).

Gas naturale: nelle sue previsioni a medio termine l'AIE stima entro il 2024 una crescita annua della domanda di gas naturale dell'1,7 per cento, una quota leggermente inferiore all'1,8 per cento registrato prima della pandemia: la domanda globale di gas naturale raggiungerà così nel 2024 circa 4300 miliardi di metri cubi. È probabile che nel 2024 la produzione mondiale di gas sarà superiore del 6 per cento rispetto al periodo precedente la pandemia nel 2019 e ammonterà a 4328 miliardi di metri cubi.

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

Dopo un 2022 estremamente turbolento, all'inizio del 2023 la situazione sui mercati globali del gas naturale si è nuovamente distesa. I prezzi spot sui principali mercati nord-est asiatici, nordamericani ed europei sono diminuiti di quasi il 70 per cento tra la metà di dicembre 2022 e la fine del primo trimestre 2023. Allo stesso tempo, grazie al calo della domanda, al termine della stagione di riscaldamento le scorte di gas erano nettamente superiori alla media quinquennale. L'AIE prevede che nel 2023 l'offerta globale di gas continuerà a rimanere limitata.

Dopo un picco estremo dei prezzi nel primo trimestre del 2021 (23,86 dollari per milione di unità termiche britanniche (mmbtu)), il prezzo sul mercato statunitense (Henry Hub) si è stabilizzato al di sotto dei 10 dollari. Attualmente il prezzo spot del gas sul mercato statunitense (Henry Hub) è di poco superiore ai 2 dollari, contro i 6–7 dollari dell'estate 2022, pari a una variazione del –71,5 per cento rispetto all'anno precedente. Si prevede che il prezzo dell'Henry Hub salirà a circa 4 dollari all'inizio del 2024. In Europa, a fine ottobre 2022, il prezzo spot TTF è sceso temporaneamente a 30 euro/MWh. Una serie di carichi di GNL non ha potuto essere scaricata presso gli hub dell'Europa nord-occidentale perché gli impianti di stoccaggio erano pieni e la rete del gas della regione era sovraccarica. Tuttavia, il prezzo spot si è ripreso rapidamente e all'inizio di dicembre 2022 ha raggiunto un picco di circa 150 euro/MWh, per poi registrare nuovamente un forte calo. Alla fine di dicembre ha segnato quota 70 euro/MWh, proseguendo la sua tendenza al ribasso fino a metà maggio 2023. Nel corso dell'anno il prezzo spot è oscillato tra 30 e 45 euro/MWh. All'inizio di ottobre i prezzi del gas naturale hanno ripreso a salire, tra l'altro, a seguito della chiusura di un grande giacimento di gas naturale causata dall'escalation di violenza in Israele e della chiusura del gasdotto danneggiato tra Finlandia ed Estonia. A metà ottobre il prezzo spot TTF era di quasi 50 euro/MWh (fonti: UE 2022/OCSE/AIE 2023c/U.S. Energy Information Administration²⁰).

Carbone: nel 2021 il consumo mondiale di carbone è aumentato di ben il 6 per cento, raggiungendo 7929 milioni di tonnellate (mese), dopo la forte diminuzione dell'anno precedente dovuta alla pandemia di Covid-19. Una solida ripresa economica, soprattutto in Paesi fortemente dipendenti dal carbone, come Cina e India, e l'aumento dei prezzi del gas naturale hanno provocato un passaggio al carbone come combustibile, con un aumento della produzione di energia elettrica dell'8 per cento a 5344 milioni di tonnellate. L'intensificarsi dell'attività industriale ha comportato un aumento del 2,2 per cento del consumo di carbone per scopi diversi dalla produzione di elettricità, che ha raggiunto i 2585 milioni di tonnellate.

Nel 2022 la produzione mondiale di carbone è aumentata del 5,4 per cento, attestandosi a 8318 milioni di tonnellate, il che ha segnato un nuovo record, nettamente superiore a quello del 2019. Nel 2021, con la ripresa economica dopo il calo della domanda causato dalla pandemia nel 2020, l'aumento era stato del 3,9 per cento a 7888 milioni di tonnellate. In cifre assolute, la crescita del 2021 è dovuta principalmente agli aumenti della produzione di 153 milioni di tonnellate in Cina (4%) e 48 milioni di tonnellate in India (ca. 6%). Si prevede che la crescita della produzione mondiale di carbone raggiunga presumibilmente un picco nel 2023, solo di poco superiore a quello del 2022.

Entro il 2025 la produzione di carbone scenderà presumibilmente a 8221 milioni di tonnellate, riportandosi quindi nuovamente al di sotto del livello del 2022. I valori più bassi riflettono in larga misura le previsioni secondo cui la produzione cinese di carbone si stabilizzerà nei prossimi anni e la continua crescita della produzione indiana di carbone (+128 mio. t) sarà compensata da forti diminuzioni in altre regioni come gli Stati Uniti (–92 mio. t), l'Unione europea (–68 mio. t), l'Indonesia (–40 mio. t) e la Russia (–13 mio. t).

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

Nel 2021 il commercio internazionale di carbone si è lentamente ripreso dalle conseguenze economiche della pandemia, con un aumento dei quantitativi a 1333 milioni di tonnellate, pari a circa il 17 per cento della domanda mondiale di carbone.

Anche i prezzi del carbone, oltre a quelli del gas, hanno subito un forte aumento fino ad agosto 2022. All'inizio dell'anno, il governo indonesiano ha imposto un divieto generale di esportazione del carbone per tutto il mese di gennaio, sostenendo in tal modo i prezzi di questa materia prima. Inoltre, i prezzi del carbone hanno reagito all'aumento delle tensioni nel conflitto in Ucraina. Dopo lo scoppio della guerra, l'incertezza sulle future forniture di carbone dalla Russia (sanzioni dell'UE) ha provocato rialzi dei prezzi. Nell'aprile 2022 l'UE e il Giappone hanno annunciato di non voler più importare carbone dalla Russia. Il divieto di importazione di carbone è entrato in vigore nell'UE il 10 agosto 2022. Ciò ha suscitato incertezza in merito a una possibile penuria di carbone non russo.

La volontà dell'Europa di ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia ha inoltre fatto prospettare un aumento del consumo di carbone nel 2022 e 2023, con il conseguente aumento della domanda di questa materia prima. Nel maggio 2022 l'aggravarsi delle difficoltà di approvvigionamento in Sudafrica, con il peggioramento dei trasbordi ferroviari, ha alimentato un trend rialzista. In estate, i bassi livelli del Reno, che hanno comportato restrizioni al trasporto del carbone sui corsi d'acqua dai porti ARA²¹ ai consumatori finali, hanno suscitato preoccupazioni in merito alla disponibilità di carbone in autunno, provocando un aumento dei prezzi. Nel corso dell'anno il prezzo del carbone è aumentato da quasi 80 euro/t a quasi 173 euro/t, raggiungendo un massimo di oltre 345 euro/t (fonti: OCSE/AIE 2022a+b/ElCom 2023b).

CO₂ nel sistema europeo di scambio di quote di emissioni: con il conflitto in Ucraina, i prezzi del CO₂ sono scesi drasticamente (da 96 a 60 euro per tonnellata

di CO₂), seguendo così l'andamento dei mercati finanziari globali, e hanno raggiunto un record nell'estate 2022 (101 euro per tonnellata di CO₂). La minore produzione di energia eolica è stata compensata da una maggiore produzione a partire da combustibili fossili, il che ha stimolato la domanda di certificati di CO₂, facendone lievitare il prezzo. Nell'estate 2023, il prezzo oscillava tra gli 80 e i 90 euro a tonnellata di CO₂. I contratti front year fino al 2026 oscillano tra i 90 e i 100 euro per tonnellata di CO₂. Dopo le forti fluttuazioni nel secondo semestre del 2022, il mercato sembra essersi nuovamente assestato.

Energia elettrica: l'AIE prevede che nel 2023 la domanda globale di energia elettrica crescerà di poco meno del 2 per cento, a fronte di un tasso di crescita del 2,3 per cento nel 2022 e a una domanda di 26 991 TWh. Questo rallentamento è dovuto principalmente al calo della domanda di energia elettrica nelle economie avanzate, che devono far fronte ai persistenti effetti della crisi energetica globale e al rallentamento della crescita economica. In Cina (+5,3%) e in India (+6,5%), l'AIE prevede invece per il 2023 una crescita più netta rispetto alla domanda di energia elettrica del 2022.

Secondo l'AIE, l'accelerazione globale nello sviluppo di nuove capacità rinnovabili dimostra che, in presenza di condizioni meteorologiche favorevoli, la produzione di energia rinnovabile potrebbe superare il carbone già nel 2024; la produzione rinnovabile stimata per il 2022 è di 8546 TWh. Ciò è sostenuto dalla previsione che l'elettricità prodotta a partire dal carbone diminuirà leggermente nel 2023 e 2024, dopo essere aumentata dell'1,5 per cento nel 2022, quando i prezzi elevati del gas hanno stimolato la domanda di fonti alternative. Il calo della produzione di elettricità a partire dal carbone dovrebbe essere molto marcato negli Stati Uniti e in Europa, ma dovrebbe essere quasi totalmente compensato da un corrispondente aumento in Asia. Secondo l'AIE, occorre concentrarsi maggiormente sulla disponibilità di energia idroelettrica che negli ultimi anni, a causa della forte siccità,

EVOLUZIONE DEI MERCATI GLOBALI DELL'ENERGIA

ha subito un forte calo nelle regioni colpite, come Europa, Brasile e Cina. Per un impiego efficiente e sostenibile delle risorse idriche sarà essenziale anticipare e pianificare le sfide poste dal cambiamento climatico al settore dell'energia idroelettrica.

I combustibili fossili sono le principali fonti energetiche per la produzione di elettricità negli Stati Uniti: nel 2022 al primo posto c'era il gas naturale, pari a circa il 40 per cento, seguito dalle energie rinnovabili con il 22 per cento e dall'energia nucleare e dal carbone con una quota di circa il 18 per cento. Nel 1990 solo il 12 per cento circa dell'energia elettrica era prodotta da fonti rinnovabili. A partire dal 2008 il gas naturale sta gradualmente sostituendo il carbone: attualmente è pari al doppio del carbone, mentre nel 2008 il rapporto era ancora inverso.

Nel 2023 la domanda di elettricità nell'Unione Europea diminuirà per il secondo anno consecutivo, scendendo al livello più basso degli ultimi due decenni, nonostante la vendita di un numero record di veicoli elettrici e pompe di calore. Secondo le stime della Commissione europea, nel 2022 quasi due terzi del calo netto della domanda di energia elettrica nell'UE erano dovuti alle industrie ad alta intensità energetica alle prese con i prezzi molto elevati dell'energia. Questa tendenza continuerà per buona parte del 2023, nonostante la diminuzione dei prezzi delle materie prime energetiche e dell'elettricità. Nel 2022, la quota di energie rinnovabili nel mix elettrico dell'UE è salita al 39 per cento con una produzione totale di 2701 TWh (-3% rispetto al 2021). Nel 2022, nell'UE è stato rag-

giunto un nuovo record di capacità rinnovabile installata (+57 GW di capacità solare ed eolica). La produzione da combustibili fossili è aumentata del 3 per cento nel 2022 (+24 TWh), sostenuta da una minore produzione di elettricità da nucleare e idroelettrico. Complessivamente, la produzione di energia elettrica da carbone è aumentata del 6 per cento (+24 TWh), mentre la produzione di energia elettrica a partire dal gas è aumentata solo leggermente, meno dell'1% (+1 TWh).

Nel 2022 i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica sui mercati europei hanno raggiunto più volte livelli record, con un massimo storico in agosto. L'interruzione delle forniture di gas naturale attraverso i gasdotti Nordstream 1 e 2, la scarsa disponibilità di centrali nucleari, in particolare in Francia, e la ridotta produzione di energia idroelettrica dovuta alla mancanza di precipitazioni hanno portato a prezzi del gas da record, che hanno ulteriormente aumentato la pressione su un mercato già teso. Nel 2022, il parametro di riferimento europeo per l'energia elettrica²² è stato in media di 230 euro/MWh, il 121 per cento in più rispetto al 2021. Nel 2022 l'Italia ha registrato i prezzi più alti dell'elettricità per il carico di base (media di 304 euro/MWh), seguita da Malta (294 euro/MWh), Grecia (279 euro/MWh) e Francia (275 euro/MWh) (fonti: OCSE/AIE, 2023d/UE, 2022a+b/Eurostat 2023).

²⁰ Cfr. [U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#)

²¹ Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen

²² indice per i prezzi medi all'ingrosso dell'energia elettrica sul mercato europeo

SVILUPPI NELL'UE

Nell'attuale legislatura fino al 2024, con presidente della Commissione europea Ursula von der Leyen, viene data la massima priorità allo «European Green Deal». Con il «Green Deal» l'UE intende diventare entro il 2050 il primo continente a impatto climatico zero e attuare la transizione verso un'economia moderna ed efficiente sotto il profilo delle risorse. Il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha presentato un nutrito pacchetto legislativo denominato **«Fit for 55%» («Pronti per il 55%»)** che mira a una riduzione netta entro il 2030 del 55 per cento delle emissioni di gas a effetto serra rispetto al 1990. Fatta eccezione per la revisione della direttiva UE sulla tassazione dell'energia, bloccata in Consiglio per mancanza del requisito dell'unanimità, nel 2023 i colegislatori Consiglio e Parlamento hanno raggiunto un accordo su tutte le proposte legislative e le hanno già in gran parte formalmente approvate. Il pacchetto comprende i seguenti ambiti (fonte: COM(2021) 550 finale/COM (2022) 230 finale):

- revisione del sistema di scambio di quote di emissioni UE (EU-ETS)
- nuovo ETS per i trasporti stradali e il settore degli edifici
- riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore non ETS
- introduzione di un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- inasprimento delle norme sulle emissioni dei veicoli
- revisione del regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura (LULUCF)
- revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia
- revisione della direttiva sulle energie rinnovabili

- revisione della direttiva sull'efficienza energetica
- regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi
- regolamento sui combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo
- regolamento sui carburanti sostenibili per l'aviazione

Nell'ambito del pacchetto «Fit for 55», nel dicembre 2021 la Commissione europea ha presentato una proposta legislativa per la revisione della direttiva sull'efficienza energetica negli edifici. Nel quadro di «RePowerEU», il piano dell'UE per ridurre il più rapidamente possibile la dipendenza dai vettori energetici fossili dalla Russia, la Commissione ha proposto ulteriori modifiche. Attualmente la direttiva è in fase di aggiornamento da parte dei colegislatori nell'ambito del cosiddetto trilogio. Essa comprende, tra l'altro, obblighi in materia di energia solare, una certificazione dell'efficienza energetica degli edifici armonizzata a livello di UE, obblighi di risanamento sostanziale per gli edifici inefficienti o l'inasprimento dei requisiti per l'installazione di stazioni di ricarica negli edifici.

In seguito alle turbolenze sul piano economico provocate dalla pandemia di Covid-19, nel quadro **del programma «Next Generation EU»**. L'UE ha dato vita al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. A fronte dell'assunzione congiunta di debiti da parte dell'UE, per la prima volta nella storia, gli Stati membri hanno a disposizione 340 miliardi di pagamenti diretti e 390 miliardi di euro sotto forma di prestiti agevolati per finanziare investimenti sulla base di piani nazionali di ripresa e resilienza; il 37 per cento del budget deve essere investito in misure a sostegno del clima. Gli Stati membri stanno attuando i loro piani; la maggior parte delle misure per il clima è destinata alla mobilità

SVILUPPI NELL'UE

sostenibile (33%), all'efficienza energetica (28%) nonché alle energie rinnovabili e alle reti (12%) (fonte: COM(2020) 456 finale).

In risposta alle pesanti ripercussioni sul mercato interno dell'energia elettrica dovute alla crisi energetica, nel marzo 2023 la Commissione europea ha presentato delle proposte legislative per **la riforma dell'assetto del mercato dell'energia elettrica** e la revisione delle norme per **l'integrità e la trasparenza del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (REMIT)**. La riforma del mercato dell'energia elettrica non comporterà cambiamenti radicali nel funzionamento dei mercati e nemmeno passi indietro per quanto riguarda l'integrazione e la liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica

dell'UE attuate negli ultimi 20 anni. Si mira piuttosto a rafforzare i mercati a breve e lungo termine, a ridurre la dipendenza dei mercati dal gas fossile e a difendere maggiormente i consumatori finali dai picchi di prezzo. La revisione della normativa REMIT riguarda l'estensione degli obblighi di trasmissione dei dati ad altri mercati, come i mercati dell'energia di regolazione, il rafforzamento dell'Agenzia dell'UE per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) e il rafforzamento della cooperazione tra l'ACER e l'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (ESMA). L'approvazione di queste novità, attualmente oggetto di dibattito presso i colegislatori Consiglio e Parlamento, è prevista per il primo trimestre del 2024 (fonte: Commissione europea 2023).

POLITICA CLIMATICA INTERNAZIONALE

Per l'ulteriore attuazione **dell'Accordo di Parigi** sui cambiamenti climatici, gli Stati contraenti si sono riuniti a novembre 2022 a Sharm el-Sheik in occasione della 27esima conferenza sul clima delle Nazioni Unite (COP27). Alla Conferenza avrebbe dovuto essere adottato un programma di lavoro concreto per la protezione del clima. Gli Stati si erano impegnati a farlo in occasione della COP26, tenutasi lo scorso anno a Glasgow. Alla COP27, i Paesi hanno concordato un programma analogo per il periodo fino al 2026. Tuttavia, questo non vincola specificamente i Paesi con le più alte emissioni di gas serra. La Svizzera si rammarica di questa decisione e si impegnerà per garantire che anche questi Paesi diano il proprio contributo, affinché possa essere raggiunto l'obiettivo di 1,5 gradi. Non sono invece state adottate decisioni sull'abbandono del carbone e sull'abolizione delle sovvenzioni per il petrolio e il gas naturale. In particolare, Paesi con le più alte emissioni di gas serra, come Cina, India, Indonesia e Brasile, hanno respinto un programma di lavoro corrispondente e l'obbligo di adottare piani di attuazione. Un gruppo di Paesi in via di sviluppo ha respinto misure concrete per orientare i flussi finanziari globali all'obiettivo di 1,5 gradi. Il cambiamento climatico colpisce in modo particolare i Paesi più poveri e gli Stati insulari. Alla COP27, i Paesi hanno deciso l'istituzione di un nuovo fondo volto a sostenere i Paesi più vulnerabili nella gestione dei danni causati dai cambiamenti climatici (ad es. inondazioni o siccità). La Svizzera si è impegnata, affinché il fondo fosse destinato ai Paesi in via di sviluppo più vulnerabili. In linea di massima, la Svizzera accoglie con favore l'aiuto supplementare. Tuttavia, si rammarica che non siano state chiarite questioni importanti come, ad esempio, quali Paesi debbano contribuire al fondo, come verrà ripartito il denaro e chi lo amministrerà. La Svizzera si impegnerà, affinché questi aspetti vengano chiariti al più presto. Importanti progressi sono stati compiuti nell'attuazione della rete di Santiago. Questa rete, che raggruppa istituzioni dell'ONU e ONG, può ora fornire assistenza tecnica ai Paesi particolarmente colpiti da catastrofi climatiche, ad esempio per l'allestimento di sistemi di allerta precoce.

L'Accordo di Parigi, approvato dalla comunità internazionale nel dicembre del 2015 alla fine di annose trattative, è in vigore dal 4 novembre 2016. Esso si riallaccia al secondo periodo di impegno del Protocollo di Kyoto e obbliga tutti gli Stati ad adottare misure di riduzione delle emissioni di gas serra con lo scopo comune di contenere l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 gradi Celsius rispetto ai livelli preindustriali, ribadendo tuttavia la necessità di compiere sforzi per limitarlo a 1,5 gradi. Gli altri obiettivi dell'Accordo comprendono il miglioramento della capacità di adattamento nei confronti delle conseguenze inevitabili del cambiamento climatico e il reindirizzamento dei finanziamenti per favorire uno sviluppo a basse emissioni di gas serra e resiliente ai cambiamenti climatici. Tutti i 197 Stati firmatari della Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) hanno aderito all'Accordo e 195 di essi nonché l'UE lo hanno ratificato. Poco dopo il suo insediamento, il presidente degli Stati Uniti Joe Biden aveva avviato il rientro degli USA nell'Accordo di Parigi, annullando in tal modo la decisione presa dal suo predecessore Donald Trump. Dal febbraio 2021 gli Stati Uniti aderiscono nuovamente all'Accordo.

La Svizzera ha firmato l'Accordo di Parigi nel 2015, ratificandolo nell'autunno 2017. L'obiettivo presentato dalla Confederazione consiste nel dimezzamento entro il 2030 a livello internazionale delle emissioni totali di gas serra rispetto al 1990. Per attuare l'accordo a livello nazionale entro il 2030, il Consiglio federale e il Parlamento avevano deciso di rivedere la legge sul CO₂. Dopo che il popolo svizzero ha respinto il primo progetto di legge nel referendum del giugno 2021, il Consiglio federale ha adottato nel settembre 2022 il nuovo messaggio sulla revisione della legge sul CO₂. Questo nuovo progetto di legge tiene conto delle riserve espresse verso la revisione di legge respinta; non prevede nuove imposte o loro aumenti e punta invece su incentivi mirati per indirizzare gli investimenti verso soluzioni rispettose del clima. Dalla ratifica dell'Accordo di Parigi, la Svizzera si è inoltre impegnata giuridicamente ad adottare misure volte ad arginare il cambiamento climatico e ad adeguarsi alle sue conseguenze.

POLITICA CLIMATICA INTERNAZIONALE

Essa deve, inoltre, presentare ogni due anni al Segretariato della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici un rapporto (il cosiddetto Biennial Report) sull'andamento delle emissioni di gas serra, sulle misure di riduzione e adeguamento previste nonché sui contributi per il finanziamento internazionale per il clima.

A fine marzo 2023 il **Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC)** ha pubblicato il rapporto sintetico del sesto ciclo di valutazione. Il rapporto illustra lo stato delle conoscenze sui cambiamenti climatici, i loro effetti e i rischi in generale nonché le possibilità per ridurre le emissioni di gas serra e adattarsi alle conseguenze dei cambiamenti climatici. Esso costituirà la base per la prossima conferenza sul clima che si terrà a Dubai nel dicembre 2023 (COP28), durante la quale gli Stati membri esamineranno per la prima volta i progressi nella lotta al cambiamento climatico nell'ambito del cosiddetto «Global Stockta-

ke», come previsto dall'Accordo di Parigi. La Svizzera si adopera affinché da ciò derivino raccomandazioni in merito alle azioni da intraprendere per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo valide per tutti i Paesi. Le raccomandazioni si applicheranno a tutti i Paesi, in particolare a quelli con emissioni elevate di gas serra. In tale contesto, la COP28 prenderà una decisione sullo sviluppo a livello globale delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. La delegazione svizzera sta inoltre lavorando per garantire che vengano prese decisioni per abbandonare carbone, petrolio e gas entro il 2050. Infine, la Svizzera si impegnerà per garantire che il fondo per le perdite e i danni vada a beneficio dei Paesi più poveri e particolarmente colpiti dal cambiamento climatico. Il finanziamento si baserà sul principio del «chi inquina paga» e il fondo integrerà gli strumenti esistenti per gli aiuti in caso di catastrofi e gli aiuti umanitari (fonti: Consiglio federale, 2023d+2022c+2021a+c+f+2019b/DATEC, 2021/UFAM, 2022b/IPCC, 2021+2023).

COLLABORAZIONE INTERNAZIONALE IN SVIZZERA IN AMBITO ENERGETICO

Nel 2007 la Svizzera aveva avviato i negoziati con l'UE per un **accordo bilaterale nell'ambito dell'energia elettrica**. I negoziati sono fermi dalla metà del 2018, perché l'UE subordina il loro proseguimento al raggiungimento di progressi in relazione all'accordo istituzionale tra la Svizzera e l'UE. Il 26 maggio 2021 il Consiglio federale ha deciso di concludere i negoziati sulla bozza dell'accordo istituzionale; nel febbraio 2022 ha definito l'orientamento di un nuovo pacchetto negoziale con l'UE attraverso il quale intende affrontare i punti in sospeso. Grazie a questo approccio «a pacchetto» la Svizzera intende garantire l'accesso al mercato UE nonché la cooperazione reciproca. Esso comprende i settori dei precedenti accordi – libera circolazione delle persone, trasporto terrestre, trasporto aereo, barriere tecniche al commercio (MRA) e agricoltura – e tre nuovi accordi nei settori sanitario, dell'elettricità e della sicurezza alimentare. Dopo svariati colloqui esplorativi tra la Svizzera e l'UE, il 21 giugno 2023 il Consiglio federale ha elaborato gli elementi chiave di un mandato negoziale con l'UE che precisano gli ambiti di competenza del mandato, i suoi obiettivi generali e concreti e il margine di manovra per la tutela degli interessi della Svizzera. Il Consiglio federale si prepara all'approvazione del mandato negoziale entro la fine del 2023.

Nell'ambito della **collaborazione regionale**, dal febbraio 2011 la Svizzera partecipa in veste di osservatrice permanente e attiva al Forum energetico pentalaterale, nel quale collaborano volontariamente i ministeri dell'energia dei seguenti Paesi: Germania, Francia, Belgio, Paesi Bassi, Lussemburgo, Austria e Svizzera. Il Forum si occupa dei temi integrazione dei mercati dell'elettricità, esercizio della rete, sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e futuro del sistema energetico. A fine marzo 2022 i Paesi aderenti al Forum hanno sottoscritto una dichiarazione congiunta per rafforzare il coordinamento in materia di stoccaggio del gas naturale. Già all'inizio di dicembre 2021, questi Stati avevano firmato una dichiarazione d'intenti volta a prevenire le crisi nel settore dell'elettricità («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»). Tale dichiarazione, che spianava la strada all'ulteriore cooperazione tra i Paesi aderenti

al Forum nell'ambito della prevenzione delle crisi nel settore dell'elettricità, prevede, tra le altre cose, lo svolgimento di esercitazioni comuni periodiche volte ad affrontare possibili situazioni di crisi. All'ultima esercitazione di questo tipo svoltasi all'Aia nell'ottobre 2023, hanno partecipato rappresentanti dell'UFAE, della ElCom e dell'UFE. Nell'inverno 2022/2023, nell'ambito del Penta Forum si sono svolte diverse riunioni ad hoc a diversi livelli per discutere e attuare misure per affrontare la crisi energetica.

Le numerose interdipendenze con i Paesi confinanti in ambito energetico richiedono un approfondimento delle **relazioni bilaterali** in materia energetica e climatica: alla luce dell'intervento militare della Russia in Ucraina e delle criticità nell'approvvigionamento di elettricità e gas, nonché delle turbolenze sui mercati dell'energia, la sicurezza dell'approvvigionamento energetico è sempre stata un argomento all'ordine del giorno degli incontri bilaterali. Nella primavera del 2022, l'allora capo del DATEC Simonetta Sommaruga ha incontrato i suoi omologhi dei Paesi Bassi e dell'Italia. A maggio, nell'ambito del WEF la Consigliera federale ha interloquuto con il vicescancelliere tedesco Robert Habeck: l'attenzione si è concentrata sugli sforzi tesi alla solidarietà reciproca in caso di penuria energetica. All'inizio del 2023, il nuovo capo del DATEC Albert Rösti e il capo del DEFR Guy Parmelin hanno incontrato il vicescancelliere tedesco al Forum economico mondiale di Davos, in cui i ministri hanno discusso questioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento. È stato concordato, tra le altre cose, che nel settore del gas non serve un accordo bilaterale tra la Svizzera e la Germania; è necessario invece negoziare un accordo di solidarietà trilaterale tra Italia, Germania e Svizzera. Nel luglio 2023 il consigliere federale Albert Rösti si è recato dal suo omologo italiano Gilberto Pichetto Fratin. In merito all'approvvigionamento di gas ed elettricità, per motivi geografici e logistici (reti interconnesse) entrambi i Paesi intrattengono una stretta collaborazione. I due ministri dell'energia hanno sottoscritto un accordo che consentirebbe alla Svizzera di garantire l'approvvigionamento di gas in caso di interruzione delle forniture dalla Germania.

Per quanto riguarda la **collaborazione multilaterale** la Svizzera è attiva nelle istituzioni energetiche multilaterali, tra cui l'Agencia internazionale dell'energia (AIE). Tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023, un team di esperti dell'AIE ha sottoposto la Svizzera a un esame approfondito. Il rapporto finale dell'esame approfondito è stato presentato ufficialmente a Berna nel settembre 2023, alla presenza del consigliere federale Albert Rösti. L'AIE raccomanda alla Svizzera di accelerare la trasformazione del suo sistema energetico in un sistema energetico decarbonizzato, di accelerare le procedure di autorizzazione per le infrastrutture energetiche, di attuare in modo sistematico le misure di efficienza energetica in tutte le politiche rilevanti e di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico tramite l'integrazione nel mercato europeo dell'energia elettrica e un accordo sull'energia elettrica. Nel novembre 2022 il Consiglio federale ha deciso di approvare l'aggiornamento del Trattato sulla Carta dell'energia²³. Nel corso di diverse tornate negoziali, la Svizzera si è battuta per l'adeguamento del trattato alle attuali esigenze della decarbonizzazione e alla nuova prassi degli accordi sulla protezione degli investimenti. In mancanza di una posizione dell'UE, la Conferenza sulla Carta dell'energia, l'organo direttivo del Trattato sulla Carta dell'energia, non ne ha ancora approvato l'aggiornamento. Diversi Paesi membri dell'UE sostengono che anche la revisione della Carta dell'energia è contraria ai loro obiettivi climatici, in particolare alla protezione degli investimenti in energie fossili prevista dalla Carta stessa. Dopo che l'Italia è uscita dal contratto già nel 2016, dall'autunno 2022 Germania, Francia, Polonia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Spagna, Slovenia, Danimarca, Portogallo e Irlanda hanno annunciato o notificato l'uscita dalla Carta dell'energia. L'UE e l'EURATOM restano tuttavia parti contraenti finché il Consiglio dell'UE non deciderà di recedere. Nell'ottobre 2022 la Svizzera, in collaborazione con

l'Agencia internazionale per le energie rinnovabili (IRENA), ha organizzato la Conferenza internazionale sull'energia idroelettrica nei Paesi in via di sviluppo; inoltre, ha fatto parte del Consiglio dell'IRENA fino alla fine del 2022. Allo stesso modo, la Svizzera, insieme al Costa Rica, guida un gruppo di Stati all'interno dell'IRENA con l'obiettivo di incrementare la produzione di energia idroelettrica in tutto il mondo. Inoltre, si è impegnata presso l'ONU di Ginevra, in particolare presso il Comitato per l'energia sostenibile della Commissione economica per l'Europa (UNECE), nei settori innovazione digitale, utilizzo dell'intelligenza artificiale per l'elaborazione di una politica energetica neutrale sotto il profilo climatico e collaborazione tecnica con le ex repubbliche sovietiche. La Svizzera ha infine aderito all'Agencia internazionale per l'energia atomica (AIEA) dell'ONU. Al centro dell'interesse della Svizzera vi sono in particolare i temi della sicurezza nucleare globale, le salvaguardie, la cooperazione tecnica e il sostegno ai Paesi membri attraverso metodi scientifici basati sulla tecnologia nucleare, ad esempio nei settori idrico, della medicina e dell'agricoltura (fonti: Consiglio federale 2021d+2022b+2023d/DATEC, 2022+2023).

23 Il Trattato sulla Carta dell'energia (Energy Charter Treaty, ECT) è un trattato internazionale vincolante di protezione degli investimenti e di transito nel settore energetico, sottoscritto attualmente da 53 Stati. È in vigore dal 1998.

➤ Approfondimenti relativi al tema
CONTESTO INTERNAZIONALE
 (versione dettagliata del rapporto di monitoraggio)



BIBLIOGRAFIA DELLE OPERE E DELLE FONTI

- COM(2020) 456 finale: Comunicazione della Commissione: Il momento dell'Europa: riparare i danni e preparare il futuro per la prossima generazione.
- COM(2021) 550 finale: Comunicazione della Commissione «Pronti per il 55%»: realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica.
- COM(2022) 230 finale: Comunicazione della Commissione europea, Piano REPowerEU.
- COMCO (2020): Commissione della concorrenza, La COMCO apre il mercato del gas nella Svizzera centrale, comunicato stampa del 4 giugno 2020.
- Commissione europea (2023): Reform des EU-Strommarktes – für mehr erneuerbare Energien, mehr Verbraucherschutz und mehr Wettbewerbsfähigkeit (italiano non disponibile).
- Consiglio federale (2013): Messaggio concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 (revisione del diritto in materia di energia) e l'iniziativa popolare «Per un abbandono pianificato dell'energia nucleare (Iniziativa per l'abbandono del nucleare)», FF 2013 6489.
- Consiglio federale (2016): Messaggio concernente la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche (Modifica della legge sugli impianti elettrici e della legge sull'approvvigionamento elettrico), FF 2016 3393.
- Consiglio federale (2019a): Il Consiglio federale vuole una Svizzera clima-neutrale entro il 2050, comunicato stampa del 28 agosto 2019
- Consiglio federale (2019b): Procedura di consultazione. Legge sull'approvvigionamento di gas, FF 2019 5947.
- Consiglio federale (2021a): Strategia climatica a lungo termine della Svizzera.
- Consiglio federale (2021b): Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, FF 2021 1666.
- Consiglio federale (2021c): Messaggio concernente l'iniziativa popolare «Per un clima sano (Iniziativa per i ghiacciai)» e il controprogetto diretto (decreto federale sulla politica climatica), FF 2021 1972.
- Consiglio federale (2021d): L'Accordo istituzionale tra la Svizzera e l'UE non sarà concluso, comunicato stampa del 26 maggio 2021.
- Consiglio federale (2022a): Energia: il Consiglio federale approva lo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche, comunicato stampa del 23 novembre 2022.
- Consiglio federale (2022b): Relazioni Svizzera-UE: il Consiglio federale fissa i cardini del pacchetto negoziale, comunicato stampa del 25 febbraio 2022.
- Consiglio federale (2022c): 27a Conferenza dell'ONU sul clima: il Consiglio federale approva il mandato della delegazione svizzera, comunicato stampa del 17 agosto 2022.
- Consiglio federale (2022d): Messaggio concernente la revisione della legge sul CO₂ per il periodo successivo al 2024, FF 2022 2651.
- Consiglio federale (2022e): Rapporto quinquennale nell'ambito del monitoraggio (italiano non disponibile).
- Consiglio federale (2023a): Il Consiglio federale adotta la revisione totale della parte concettuale del Piano settoriale Elettrodotti (PSE), comunicato stampa del 21 giugno 2023.
- Consiglio federale (2023b): Il Consiglio federale intende accelerare la costruzione di impianti solari, eolici e idroelettrici; comunicato stampa del 22 giugno 2023.

Consiglio federale (2023c):	Il Consiglio federale stabilisce i capisaldi della legge federale sull'approvvigionamento di gas, comunicato stampa del 21 giugno 2023
Consiglio federale (2023d):	Il Consiglio federale adotta gli elementi chiave di un mandato negoziale con l'Unione europea, comunicato stampa del 21 giugno 2023.
Consiglio federale (2023e):	Messaggio concernente una modifica della legge federale sull'energia (atto sull'accelerazione), FF 2023 1602.
DATEC (2021):	Dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica.
DATEC (2022):	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, diversi comunicati stampa.
DATEC (2023):	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni, diversi comunicati stampa.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, aggiornamento fino al 2015, su mandato dell'UFAM (italiano non disponibile).
Ecoplan/EPFL/FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, su mandato dell'UFAM (italiano non disponibile).
ElCom (2023a):	Commissione federale dell'energia elettrica, Rapporto di attività 2022.
ElCom (2023b):	Commissione federale dell'energia elettrica, Markttransparenz 2022 (italiano non disponibile).
ElCom (2023c):	Commissione federale dell'energia elettrica, Winterproduktionsfähigkeit Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035 (italiano non disponibile).
Eurostat (2023):	Preliminary 2022 date for energy show mixed trends.
Foglio federale (2022):	Legge federale sugli obiettivi in materia di protezione del clima, l'innovazione e il rafforzamento della sicurezza energetica (LOCli), FF 2022 2403.
Foglio federale (2023):	Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, FF 2023 2301.
GRD (2023):	Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, su mandato dell'UFE (italiano non disponibile).
IPPC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Sesto rapporto di valutazione sulle basi fisico-scientifiche del cambiamento climatico.
IPCC (2023):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
OCSE/AIE (2022a):	International Energy Agency, Coal 2022: Analysis and Forecasts to 2025.
OCSE/AIE (2022b):	International Energy Agency, Coal in Net Zero Transitions.
OCSE/AIE (2023a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2022.
OCSE/AIE (2023b):	International Energy Agency, Oil 2023: Analysis and Forecasts to 2028.
OCSE/AIE (2023c):	International Energy Agency, Global Gas Security Review 2023; including the Gas Market Report, Q3-2023.
OCSE/AIE (2023d):	International Energy Agency, Electricity Market Report Update, Outlook for 2023 and 2024.
Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020):	Prospettive energetiche 2050+, su mandato dell'UFE.
Prognos/TEP/Infras (2023a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Bestimmungsfaktoren, su mandato dell'UFE (italiano non disponibile).
Prognos/TEP/Infras (2023b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken, su mandato dell'UFE (italiano non disponibile).

Swissgrid (2015):	Rete strategica 2025.
Swissgrid (2023):	Aggiornamento dei calcoli relativi alla garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento 2025, rapporto all'attenzione del DATEC, su mandato della EICom.
UE (2022a):	European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Gas Markets, covering fourth quarter of 2022.
UE (2022b):	European Commission, Directorate-General for Energy: Quarterly Report on European Electricity Markets, covering fourth quarter of 2022.
UFAC (2023):	Ufficio federale dell'aviazione civile, Dati preventivi sul trasporto aereo internazionale 2022 nell'ambito dell'inventario dei gas serra.
UFAM (2022a):	Ufficio federale dell'ambiente, Switzerland's eighth national communication and fifth biennial report under the UNFCCC.
UFAM (2022b):	Ufficio federale dell'ambiente, COP27: gli Stati concordano un nuovo fondo per i danni climatici che colpiscono i Paesi più vulnerabili, comunicato stampa a conclusione della 27a Conferenza delle Nazioni Unite sul clima di Sharm el-Sheik.
UFAM (2023):	Ufficio federale dell'ambiente, Inventario dei gas serra 2021 (italiano non disponibile).
UFE (2022a):	Ufficio federale dell'energia, Energieforschungsstatistik 2021 (italiano non disponibile).
UFE (2023a):	Ufficio federale dell'energia, Statistica globale svizzera dell'energia 2022 (italiano non disponibile).
UFE (2023b):	Ufficio federale dell'energia, Statistica degli impianti idroelettrici della Svizzera (WASTA) 2022.
UFE (2023d):	Ufficio federale dell'energia, Energieforschung und Innovation, rapporto 2022 (italiano non disponibile).
UFE/EICom/UFAE (2022):	Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz – Winter 2022/2023 (italiano non disponibile).
UFE/Swissgrid (2023):	Informazioni sullo stato dei progetti di rete.
Università di Basilea/ETHZ/ Consentec (2022):	Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, su mandato dell'UFE 2023 (italiano non disponibile). Gasmarkt in der Zentralschweiz.
UST (2023a):	Ufficio federale di statistica, Statistica della popolazione e delle economie domestiche (STATPOP) 2022.
UST/UFAM/ARE (2023):	Sistema di indicatori del monitoraggio dello sviluppo sostenibile MONET.

INDICE DELLE FIGURE

- 9 Figura 1:** Andamento del consumo di energia finale pro capite dal 2000 (indicizzato)
- 10 Figura 2:** Andamento del consumo elettrico pro capite dal 2000 (indicizzato)
- 12 Figura 3:** Andamento della produzione elettrica dalle energie rinnovabili (senza energia idroelettrica) dal 2000 (GWh)
- 13 Figura 4:** Andamento della produzione idroelettrica media attesa (in GWh) dal 2000
- 17 Figura 5:** Prospetto dei progetti di rete, stadio ed entrata in esercizio prevista (stato al 15.10.2023)
- 20 Figura 6:** Durata cumulata delle diverse fasi dei progetti di rete per il livello di rete 1 sino al 15 ottobre 2023 (in anni)
- 25 Figura 7:** Investimenti e ammortamenti di impianti immobiliari nella rete di trasporto
- 27 Figura 8:** Quota di smart meter rispetto ai contatori tradizionali
- 29 Figura 9:** Diversificazione dell'approvvigionamento energetico: consumo energetico finale suddiviso secondo il vettore energetico (quote percentuali)
- 30 Figura 10:** Eccedenza delle importazioni e produzione nazionale (in TJ) e quota di energia importata rispetto al consumo energetico lordo (in %)
- 36 Figura 11:** Andamento della spesa energetica del consumatore finale (in mio. fr., stime) e fattori di influenza (indicizzati)
- 38 Figura 12:** Prezzi medi al consumatore finale di olio da riscaldamento e diesel (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)
- 40 Figura 13:** Prezzi medi al consumatore finale per elettricità e gas naturale (tasse incluse) per il settore industriale, nominali, in USD (convertiti sulla base del tasso di cambio di mercato)
- 43 Figura 14:** Emissioni pro capite di CO₂ legate al consumo energetico (in t CO₂ pro capite)
- 45 Figura 15:** Emissioni di CO₂ legate al consumo energetico totali e suddivise per settore (in mio. t CO₂)
- 47 Figura 16:** Spese del settore pubblico per la ricerca energetica suddivise per ambito di ricerca (in mio. fr., reali)

IMPRONTA

DICEMBRE 2023

Editore — Ufficio federale dell'energia UFE

Ufficio federale dell'energia UFE, CH-3003
Bern · Tel. +41 58 462 56 11 · con-
tact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch
twitter.com/bfeenergeia

Immagini: freepik.com, shutterstock.com

➤ www.monitoraggioenergia.ch