



System Adequacy 2028, 2030 e 2035

Sintesi

Berna, 8 maggio 2025

1 Situazione iniziale

A fine 2021 la Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom) ha presentato al Consiglio federale il piano per le centrali a gas destinate a coprire i picchi di carico («Konzept für Gaskraftwerke zur Abdeckung von Spitzenlasten», disponibile solo in tedesco)¹. Il contesto generale era caratterizzato dall'aumento dei rischi di importazione, dovuto alle incertezze che dominano le operazioni di interconnessione con l'Europa continentale e alla diminuzione della capacità di esportazione dei Paesi limitrofi. A seguito della crisi energetica del 2022/23, le analisi sulla sicurezza dell'approvvigionamento sulle quali ci si era finora basati sono state aggiornate. Sulla scorta delle esperienze maturate durante la crisi, il cosiddetto calcolo in merito all'adeguatezza del sistema («System Adequacy») considera d'ora in avanti anche gli scenari di stress caratterizzati da una penuria di gas in Europa e da una pesante riduzione della disponibilità delle centrali nucleari francesi. Nel 2023 la EiCom ha raccomandato di mantenere una riserva di produzione (permanente) di almeno 400 MW a partire dal 2025 e di 700–1400 MW per il periodo 2030–2035. Mentre la raccomandazione sul breve termine si basava soprattutto sull'analisi dell'adeguatezza del sistema, quella sul lungo periodo derivava principalmente dalla cosiddetta capacità di produzione invernale. Per reagire agli sviluppi futuri, nel 2023 la EiCom ha raccomandato di costituire le riserve in più fasi e di riesaminare costantemente l'evoluzione.

A seguito degli sviluppi nel frattempo intercorsi, tra cui la modifica al quadro giuridico (atto mantello), e in vista delle prossime decisioni su come dovranno essere gestite le riserve, le basi sono state riviste. Per poter ottenere dati sugli effetti del contesto europeo e su particolari situazioni di stress anche nell'osservazione sul lungo periodo, si è deciso per la prima volta di condurre l'analisi sull'adeguatezza del sistema su un arco di tempo maggiore, estendendola quindi anche agli anni 2028, 2030 e 2035. Il presente breve rapporto sintetizza i risultati di tale analisi e sarà seguita da un rapporto più dettagliato in un secondo tempo.

2 Metodologia, ipotesi e scenari

Anche questa volta l'EiCom ha scelto di affidare a Swissgrid l'aggiornamento dello studio sull'adeguatezza del sistema. L'analisi poggia su un modello che anche l'Associazione europea dei gestori delle reti di trasmissione elettriche (ENTSO-E) ha adottato come base per il suo monitoraggio sulla sicurezza dell'approvvigionamento (European Resource Adequacy Assessment, ERAA). Per il presente studio, la sicurezza dell'approvvigionamento è stata calcolata tenendo conto dello scambio transfrontaliero di energia elettrica in presenza di 36 diversi scenari meteorologici². I dati relativi ai tre anni oggetto di studio sono stati forniti dai gestori delle reti di trasmissione elettriche nazionali. L'alta risoluzione (valori orari sull'anno civile) ha il vantaggio di poter combinare i dati sul monitoraggio della potenza con quelli del bilancio energetico. Per contro va segnalato che l'alta risoluzione del calcolo e dei risultati suggerirebbe una precisione che, alla luce delle semplificazioni tecnico-modellistiche (in particolare la modellizzazione dell'energia idroelettrica) e dell'alta sensibilità dei risultati, va relativizzata per quanto riguarda le ipotesi sottese. Un altro aspetto particolarmente importante per il contesto svizzero è che le capacità di trasporto transfrontaliere (capacità frontaliere) superiori alla media rispetto al consumo e alla produzione nazionale fanno sì che le ipotesi (incerte) presenti nel modello sugli sviluppi all'estero abbiano forti ripercussioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento.

La EiCom ha aggiornato le ipotesi relative a produzione e consumo in Svizzera sulla base di fonti pubbliche rispetto alla valutazione ERAA di ENTSO-E, definendo diversi scenari. I tempi di attività delle centrali nucleari svizzere sono stati assunti dai dati programmatici più recenti: centrali di Beznau I/II: 2032/33, centrali di Gösgen e di Leibstadt oltre il 2035. Per quanto riguarda l'espansione del fotovoltaico è stato ipotizzato un aumento annuale di 1500 MW sulla base degli 8175 MW del 2024, pari all'incirca all'incremento medio registrato negli anni 2022, 2023 e 2024. Questo comporta una produzione installata di circa 25 GW entro il 2035, di cui 600 MW circa da ricondurre al potenziamento fotovoltaico nelle regioni alpine. Per quanto riguarda la produzione eolica, sono stati presi in considerazione progetti

¹ Cfr. Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk, EiCom, novembre 2021

<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf.download.pdf/Konzept%20Spitzenlast-Gaskraftwerk.pdf>

² Secondo l'analisi, i risultati sono compatibili con il modello probabilistico basato sui flussi di transito secondo l'ERAA

per i quali esiste già una decisione del Tribunale (federale) positiva e dai quali risultano almeno 252 MW a partire dal 2028. Anche la produzione di energia idroelettrica è stata aggiornata con aspettative di produzione costanti fino al 2035.

Le ipotesi sui consumi convenzionali si basano in linea di massima sul valore medio degli ultimi 10 anni applicato fino al 2035. A causa della crescita potenzialmente maggiore della mobilità elettrica (incremento dai ca. 2 TWh attuali a ca. 11 TWh entro il 2035), delle pompe di calore (aumento dai 5 TWh attuali a ca. 9 TWh entro il 2035) e dei centri di calcolo (dai ca. 3,5 TWh attuali a ca. 6 TWh entro il 2035), le ipotesi relative a questi motori dello sviluppo sono state adeguate ai nuovi dati rispetto a quelli di ENTSO-E e il consumo conseguentemente aumentato. Si è tenuto conto anche della prevista sostituzione dei sistemi di riscaldamento elettrico e dei boiler elettrici. Il consumo è stato modellato su base oraria, in analogia a ERAA e al Demand Forecast Tool di ENTSO-E. Il risultato è stato un consumo nazionale di 73 TWh per il 2028, di 75 TWh per il 2030 e di 82 TWh per il 2035.

Le ipotesi formulate sull'andamento della produzione e dei consumi nazionali corrispondono a quelle assunte anche nel documento redatto in contemporanea dall'EICOM sulla capacità di produzione invernale nello scenario negativo caratterizzato da un minor potenziamento dell'energia elettrica rinnovabile e da maggiori consumi di elettricità. Anche le ipotesi sulla capacità di trasporto transfrontaliera disponibile (NTC) sono di particolare importanza ai fini dell'analisi dell'adeguatezza del sistema. A tal fine sono state utilizzate le ultime stime fornite da Swissgrid per le quali le NTC ipotizzate variano a seconda della qualità e della struttura della cooperazione con i gestori delle reti di trasporto circostanti e con i Paesi limitrofi: con una buona cooperazione e con la realizzazione integrativa di potenziamenti alla rete, si ipotizzano capacità di importazione superiori in media a 8 GW (contro i ca. 6,5 GW attuali). Netamente più basse risultano le NTC nel caso in cui la cooperazione con l'Europa o con i Paesi limitrofi sia nulla o carente. Si distinguono al riguardo due scenari: se l'Italia è integrata nel sistema di accoppiamento dei mercati e la cooperazione³ con la Svizzera è limitata, si prevede una capacità di importazione di 2,8 GW. Nello scenario peggiore, tale capacità potrebbe ridursi ancora di circa 1 GW, come si desume dallo studio Frontier del 2020.

Le simulazioni analizzano l'interazione tra le capacità delle centrali elettriche, i consumi e l'importazione nonché l'esportazione di energia elettrica per gli anni 2028, 2030 e 2035. Negli scenari di base viene simulato uno «stato normale», caratterizzato da una disponibilità di centrali elettriche usuale e da differenti situazioni meteorologiche. Nel quadro dei 13 scenari di stress complementari, il modello tiene conto di tensioni aggiuntive dovute alla ridotta disponibilità di gas e di centrali nucleari. In questo caso i fattori di stress sul territorio nazionale (inattività del reattore nucleare delle centrali di Beznau I e di Leibstadt) e all'estero (disponibilità ridotta del 50 % delle centrali nucleari francesi e calo del 15 % della produzione delle centrali a gas) sono stati combinati con diverse capacità frontaliere disponibili.

3 Risultati e interpretazione

Le simulazioni dei modelli con i 36 scenari meteorologici rivelano se il sistema ha sempre a disposizione una quantità di energia sufficiente a coprire la domanda di elettricità in base alle ipotesi e allo scenario (di stress) sottesi. La tabella 1 riassume i risultati numerici per i diversi scenari, evidenziando per ognuno di questi le quantità di energia mancanti (Energy Not Supplied, ENS) nella distribuzione. Il caso P-95, ad esempio, copre il 95 per cento dei valori di simulazione rilevati (escludendo quindi il 5 % dei valori estremi).

³ Nel caso di una cooperazione «Integrazione senza la Svizzera» (IsCH), si presume che nel definire la capacità frontaliere si garantirà sì la sicurezza della rete elvetica, ma si porrà in primo piano l'ottimizzazione delle capacità dei Paesi limitrofi, limitando così in maniera sostanziale le capacità nazionali.

			ENS: totale nel periodo di osservazione			
		Ipotesi chiave	Mediana	Valore medio	P95	max
			GWh	GWh	GWh	GWh
2028	BC 2028		0	0,8	6	6
	S3 2028	Gas, centrali nucleari francesi, Leibstadt, Frontier	3113	3123	4487	4968
	S4 2028	Gas, centrali nucleari francesi, Leibstadt, IsCH	1957	1955	2894	3675
2030	BC 2030		0,3	7	37	70
	S1 2030	Gas, centrali nucleari francesi, Leibstadt, Beznau 1	479	579	1576	1746
	S2 2030	Frontier, Leibstadt, Beznau 1	3454	3416	4773	5132
	S3 2030	Gas, centrali nucleari francesi, Frontier, Leibstadt, Beznau 1	3602	3727	5709	5731
	S4 2030	come S3, ma IsCH	2326	2291	3507	4044
	S5 2030	Leibstadt, Beznau 1, IsCH	1410	1408	2386	2479
	S6 2030	Leibstadt, Beznau 1, A2+	6	18	82	95
2035	BC 2035	Escluse Beznau 1 & 2	13	39	151	292
	S1 2035	Gas, centrali nucleari francesi, Leibstadt	630	761	1893	2218
	S3 2035	Gas, centrali nucleari francesi, Frontier, Leibstadt	7744	7260	9415	9501
	S4 2035	come S3, ma IsCH	4633	4474	6484	6487
	S5 2035	Leibstadt (escluse B1&2), IsCH	3677	3335	4758	4974
	S6 2035	Leibstadt (escluse B1&2), A2+	23	64	244	372

Tabella 1: Quantità di energia non fornita (Energy Not Supplied, ENS) per i vari scenari (fonte: Swissgrid)

Spiegazioni degli scenari e dei risultati rappresentati nella tabella 1:

BC = scenario di base; S1 = stress lieve sul territorio nazionale e stress elevato all'estero senza congestioni di rete; S2 = stress elevato sul territorio nazionale con capacità di trasporto estremamente basse; S3 = stress elevato sul territorio nazionale e all'estero con elevate restrizioni di rete; S4 = stress elevato sul territorio nazionale e all'estero con probabili restrizioni di rete; S5 = stress elevato sul territorio nazionale con probabili restrizioni di rete; S6 = stress elevato sul territorio nazionale senza congestioni di rete.

Mediana = la mediana dei risultati è il valore ENS che occupa la posizione centrale ordinando i diversi risultati per dimensione; Media = è la media aritmetica, ovvero la somma dei risultati osservati divisa per il numero dei risultati; P95 = il caso P-95 è il risultato che copre il 95 % dei valori di simulazione rilevati; Max = il caso Max è il risultato osservato più grande.

L'analisi mostra che piccoli quantitativi di energia mancante (ENS) possono presentarsi anche negli scenari di base (BC). Le ragioni si devono probabilmente ai cambiamenti ipotizzati nel parco centrali europeo e a una maggiore domanda. A causa della messa fuori servizio delle centrali termiche convenzionali e del contestuale potenziamento delle energie rinnovabili, cresce la dipendenza della produzione dalle condizioni meteorologiche. Non è quindi possibile escludere a priori ENS, anche senza ulteriori scenari di stress, soprattutto nelle simulazioni che sottendono condizioni meteorologiche sfavorevoli. Questi risultati corrispondono anche alle conclusioni alle quali è giunto per i Paesi UE il rapporto ERAA 2024⁴ di recente pubblicato da ENTSO-E.

Negli scenari che presentano stress «solo» sul territorio nazionale (S2, S5 e S6), emerge in maniera chiara la spiccata sensibilità alle ipotesi NTC. Supponendo uno scenario non improbabile quale S5 a fronte di una NTC ridotta (quindi ca. 2800 MW di importazioni), per il caso della mediana risulta per il 2030 un ENS pari a 1410 GWh. Il fatto che nello scenario S5 del 2035 risultino ENS nettamente più elevate – superiori a 3,6 TWh per il caso mediana, e a 4,7 TWh per il caso P95 – deriva dall'elevata sensibilità della produzione di Beznau, unita alle capacità di importazione limitate. Ne consegue che, in presenza di un'importazione potenzialmente limitata e a causa dei rischi sul territorio nazionale, il fabbisogno di capacità di riserva dal 2030 al 2035 tenderà ad aumentare.

I risultati degli scenari S6 sottolineano in più l'elevata sensibilità dell'ottimizzazione transfrontaliera. Se, anziché le capacità previste dallo scenario S5 (2800 MW), ci si attende una disponibilità elevata o un'ottimizzazione più completa della capacità frontiera (nel caso di S6 si suppongono capacità di importazione di ca. 8000 MW che equivalgono a un'integrazione della Svizzera nel mercato per mezzo di accordi o di contratti tecnici), i valori per l'ENS si avvicinano a quelli degli scenari di base. In concreto, per il 2030 risultano ancora 6 GWh (mediana) e 82 GWh (P95). Per il 2035 i valori sono ancora di 23 GWh (mediana) e di 244 GWh (P95). Questi numeri sono nettamente più alti a causa della messa fuori servizio della centrale nucleare di Beznau, ma continuano ad attestarsi a un livello ancora significativamente più basso rispetto ai valori con capacità frontiera limitata previsti dallo scenario S5.

Quanto allo scenario S6, va sottolineato che uno scenario caratterizzato da una penuria interna di energia elettrica con una sufficiente capacità di esportazione dei Paesi limitrofi e una capacità di trasporto ben organizzata può ritenersi dal punto di vista della tecnica di approvvigionamento relativamente privo di criticità. La sfida principale di questo scenario sta soprattutto nel rendere disponibile una capacità frontiera sufficiente.

Gli scenari S1, S3 e S4 combinano lo stress sul territorio interno a ulteriori congestionamenti nei Paesi limitrofi: come nel 2022, la disponibilità del parco centrali nucleari francesi viene limitata a circa il 50 per cento e la disponibilità di gas per la produzione di elettricità contestualmente ridotta del 15 per cento.

Lo scenario S1 ipotizza un'elevata disponibilità di capacità frontiera, pari a circa 8000 MW. Anche in questo caso, i risultati evidenziano che una capacità frontiera sufficiente concorre in maniera determinante a ridurre il volume dell'ENS sul territorio nazionale, nonostante la situazione dell'approvvigionamento sia tesa anche all'estero. Nello scenario S1, la mediana è di 479 GWh per il 2030 e di 630 GWh per il 2035. Nel caso P95, i valori si attestano a 1576 GWh per il 2030 e a 1893 GWh per il 2035. Per questo scenario caratterizzato da notevoli perdite di produzione all'estero è stata esaminata anche l'efficacia di una riserva termica in Svizzera. Dall'analisi è emerso che, anche con una capacità di riserva di 2 GW e tempi di 10 settimane, si riesce a ottenere una riduzione dell'ENS solo del 50 per cento. La spiegazione va cercata nella modellazione (l'algoritmo tenta di minimizzare l'ENS in tutta Europa) e nelle ipotesi (le capacità transfrontaliere non sono limitate anche in caso di ENS). La significatività delle simulazioni in questi casi è quindi limitata. Per questo non appare efficiente e

⁴ Cfr. European Resource Adequacy Assessment <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>

ragionevole basare il dimensionamento della riserva sui risultati ottenuti dal modello, i quali ipotizzano uno scenario caratterizzato da congestionamenti che interessano tutto il territorio europeo.

4 Conclusioni

I risultati della tabella 1 evidenziano che anche gli scenari base presentano ENS di esigua entità. L'ENS aumenta sensibilmente se si considerano gli scenari di stress, e registra nel 2035 un drastico aumento rispetto ai valori del 2030 o del 2028, il che suggerisce una tensione crescente nel tempo, riconducibile sul territorio nazionale non da ultimo dalla messa fuori servizio nel 2033 della centrale nucleare di Beznau. L'ENS rilevato può essere ridotto ricorrendo alle riserve. Ne consegue che i risultati sull'adeguatezza consentono di trarre conclusioni sulle riserve che sarebbero necessarie per evitare o per ridurre l'ENS. Non è però possibile dall'analisi desumerne il concreto dimensionamento. E questo per due ragioni: i limiti e le imprecisioni della modellizzazione (modellizzazione della gestione dello stoccaggio, scarsa considerazione degli interventi e delle reazioni all'estero ed efficacia limitata delle riserve, specialmente in caso di stress all'estero) da un lato, e le grandi incertezze nel considerare le possibilità di importazione (ipotesi sulla NTC e sulle possibilità di esportazione dei Paesi limitrofi), dall'altro.

La tabella 2 illustra l'ENS risultante dall'analisi di adeguatezza nel caso P95. Per semplificazione, sulla base di tale dato viene indicata la capacità di riserva minima che sarebbe necessaria per compensare questa ENS attivando gli impianti per 10 settimane. Ricorrendo agli impianti per 10 settimane si potrebbe in teoria risparmiare energia di stoccaggio e utilizzarla in un secondo tempo per stabilizzare il sistema quando la situazione si fa più critica. Di fatto però le riserve effettivamente necessarie dovrebbero essere più grandi perché così non riuscirebbero a sostituire in qualsiasi momento delle 10 settimane l'energia ottenuta esclusivamente dalla capacità di stoccaggio. Per ovviare anche alle imprecisioni del modello, in una valutazione del rischio potrebbe essere ragionevole dimensionare le riserve in modo tale da eliminare almeno una parte significativa dell'ENS. Nella seguente tabella 2 si utilizza semplificando il minimo teorico che sarebbe necessario per produrre l'ENS rappresentato.

	Energia mancante (in GWh) in P95		Riserve necessarie (in MW)*	
	2030	2035	2030	2035
Scenario di base <u>con</u> accordo / A2+ (BC)	37	151	> 20	> 90
Stress sul territorio nazionale <u>con</u> accordo / A2+ (S6)	82	244	> 45	> 145
Stress sul territorio nazionale <u>senza</u> accordo / IsCH (S5)	2386	4758	> 1400	> 2800
Stress sul territorio nazionale e all'estero <u>con</u> accordo / A2+ (S1)	1576	1893	>> 900	>> 1100
Stress sul territorio nazionale e all'estero <u>senza</u> accordo / IsCH (S4)	3507	6484	>> 2100	>> 3800

Tabella 2: ENS risultanti nel caso P95 e capacità di riserva richiesta (fonte ENS: Swissgrid)

Alla luce della crescente messa fuori servizio di centrali termiche in Europa e della sempre più massiccia sostituzione con le energie rinnovabili, aumenta la dipendenza dalle condizioni meteorologiche. Di conseguenza, anche l'analisi evidenzia che determinate condizioni meteorologiche e climatiche possono portare già nello scenario di base a situazioni di approvvigionamento sempre più tese nel sistema. In base alle simulazioni, l'influenza delle condizioni meteorologiche sulla sicurezza di approvvigionamento diventa più significativa dell'effetto stocastico di periodi di inattività (casuali) delle centrali elettriche.

Nello scenario di base, gli effetti delle condizioni meteorologiche e dei periodi di inattività stocastici delle centrali elettriche sugli ENS risultanti sono relativamente contenuti, soprattutto nel 2028 e nel 2030, presentando un lieve aumento nel 2035. Nel caso di scenari di stress, l'ENS è significativamente

maggiore in tutti gli anni considerati. Tuttavia, i risultati sono molto eterogenei e variano a seconda dello scenario di stress sotteso (in Svizzera e all'estero) e della disponibilità di capacità di rete transfrontaliera per le importazioni ipotizzata. Particolarmente significativo da questo punto di vista è l'impatto delle capacità di trasporto transfrontaliere. Se si ipotizza una situazione di stress solo sul territorio nazionale, l'ENS nel 2030 e nel 2035 risulta nettamente più basso con una buona disponibilità di capacità frontaliere. Se questo effetto in genere non sorprende, molto significativo è invece l'ordine di grandezza. Considerazioni analoghe si possono fare anche nel caso di stress sul territorio nazionale e all'estero: anche in presenza di una penuria all'estero, capacità di importazione maggiori riducono sensibilmente l'ENS in Svizzera. Questo potrebbe spiegarsi con il fatto che, nonostante la situazione di tensione generale, in un sistema con molta produzione da energie rinnovabili si verificano sempre fasi di eccedenze produttive. Grazie al suo parco centrali molto flessibile e all'elevata quota di stoccaggio, la Svizzera può invece sostituire in modo flessibile la propria produzione con le importazioni, mantenendo lo stoccaggio per le situazioni più critiche.

Allo stesso tempo l'analisi evidenzia che, proprio negli scenari di stress sul territorio nazionale e all'estero e con capacità frontaliere carenti, l'ENS aumenta a tal punto da non poter essere compensato con le riserve nazionali. Da un lato l'ENS assume proporzioni così grandi che mantenere riserve dell'ordine di diverse migliaia di MW appare irrealistico. Dall'altro, in una condizione di penuria europea, anche l'efficacia delle riserve svizzere sarebbe limitata nel modello dato che il loro apporto non basterebbe a compensare la carenza di elettricità regionale (transfrontaliera). Il ricorso alle riserve nazionali sarebbe efficace nel modello soprattutto in uno scenario di stress unicamente nazionale (disponibilità di centrali nucleari fortemente ridotta) e/o di capacità di importazione ridotte.