



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti,
dell'energia e delle comunicazioni DATEC

Ufficio federale dell'energia UFE

24 novembre 2021

Scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche

N. di registrazione: BFE-471.3-20/10



BFE-D-433E3401/362

Data:

24 novembre 2021

Mandatario:

Ufficio federale dell'energia UFE

CH-3003 Berna

www.ufe.admin.ch

Servizio responsabile del progetto:

Divisione Economia energetica, sezione Reti

Note per la procedura di consultazione

La presente bozza illustra tre scenari come base di riferimento per la pianificazione delle reti elettriche, più specificamente della rete di trasporto (380/220 kV, livello di rete 1) e delle reti di distribuzione sovraregionali (da 36 a 220 kV, livello di rete 3).

Dopo una panoramica generale con spiegazione degli scenari e degli indicatori principali, nei capitoli successivi il rapporto procede presentando il contesto iniziale, inquadrando lo scenario di riferimento all'interno della pianificazione delle reti e descrivendo gli scenari e i relativi indicatori dettagliati.

Le Prospettive energetiche 2050+ costituiscono una base di dati fondamentale per gli scenari. I primi risultati in merito sono stati pubblicati a novembre 2020 in un breve rapporto e in una sua sintesi. Eventuali ulteriori esiti e la documentazione esaustiva dei lavori saranno pubblicati alla fine del 2021.

La presente bozza di scenario di riferimento sarà oggetto di una consultazione pubblica. Con la successiva approvazione da parte del Consiglio federale, gli scenari e i relativi indicatori diventeranno vincolanti per le autorità nelle questioni relative alle reti elettriche.

Ufficio federale dell'energia UFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; indirizzo postale: CH-3003 Berna

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ufe.admin.ch

Sintesi

Lo **scenario di riferimento** (SCR CH) rappresenta per i gestori della rete di trasporto (380/220 kV, livello di rete 1) e della rete di distribuzione sovraregionale (da 36 a 220 kV, livello di rete 3) una **base fondamentale** per la definizione o l'aggiornamento della loro pianificazione delle reti. Si tratta di nuovo strumento, ora disponibile per la prima volta, introdotto con la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche («Strategia Reti elettriche»), le cui specifiche confluiranno nella successiva pianificazione pluriennale periodica a cura dei gestori di rete. Lo SCR CH viene verificato e aggiornato **a cadenza quadriennale**.

Ai fini della sua elaborazione l'Ufficio federale dell'energia (UFE) si basa sugli **obiettivi di politica energetica della Confederazione** e sui **dati economici globali**, tenendo inoltre conto del **contesto internazionale**. Lo SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è vincolante per le autorità in tutte le questioni relative alle reti elettriche. Esso definisce **tre scenari** in cui viene rappresentato il ventaglio dei probabili sviluppi nel settore energetico. Ciascuno di essi si basa, per le ipotesi relative alla Svizzera, su uno scenario delle **Prospettive energetiche 2050+** (PE2050+) dell'UFE e, per le ipotesi relative all'estero, su uno scenario a cura dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica e gas europei (ENTSO-E ed ENTSO-G). Considerati i lunghi iter di pianificazione, autorizzazione e realizzazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione sovraregionali, occorre considerare un ampio ventaglio di possibili sviluppi. Gli anni di riferimento per il primo SCR CH sono il **2030** e il **2040**. Tutti gli scenari hanno come obiettivo la neutralità climatica della Svizzera entro il 2050.

Lo **scenario 1 «Riferimento»** è lo «scenario di riferimento» (scenario pilota) che, secondo la legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), è da considerarsi prioritario ai fini della pianificazione delle reti. Lo **scenario 2 «Divergenza»** è uno scenario che pone alle reti elettriche requisiti elevati e che può essere definito uno «scenario di stress». Lo **scenario 3 «Accoppiamento dei settori»** è invece uno «scenario di alleggerimento» dal punto di vista delle reti elettriche rispetto agli scenari 1 e 2.



Figura 1: Panoramica dei 3 scenari dello SCR CH

Lo **scenario 1 «Riferimento»** si basa sullo scenario «ZERO base» delle PE2050+, abbinato alla variante strategica di produzione con «bilancio annuo in pareggio al 2050». Con il repentino potenziamento della produzione nazionale da fonti energetiche rinnovabili, nel semestre estivo si registrerà tendenzialmente un'eccedenza di energia elettrica. Nel semestre invernale, invece, l'importazione di elettricità continuerà a essere necessaria, sebbene il maggiore potenziamento contribuirà a coprire il consumo elettrico di quel periodo. Il forte aumento delle nuove energie rinnovabili – soprattutto del fotovoltaico – con l'obiettivo di raggiungere il pareggio di bilancio entro il 2050 comporta una serie di sfide per la rete elettrica ai fini della loro integrazione. Per quanto riguarda l'evoluzione a livello europeo, ci si basa sullo scenario «Distributed Energy» di ENTSO. La produzione sempre più decentralizzata in Europa comporterà tendenzialmente minori flussi di carico su vasta scala. Lo **scenario 2 «Divergenza»** si basa sullo scenario «ZERO A» delle PE2050+ che prevede un'ampia elettrificazione del sistema energetico, abbinata a una produzione elettrica di cui nella variante strategica «condizioni quadro attuali». La forte domanda di energia elettrica, da un lato, e l'incremento limitato della sua produzione, dall'altro, pone elevati requisiti alle reti elettriche. Per quanto riguarda l'Europa, ci si riferisce allo scenario «Global Ambition» di ENTSO, che comprende grandi

impianti di produzione sempre più centralizzati. I maggiori flussi di carico su vasta scala che ne conseguono implicano requisiti elevati per le reti elettriche, soprattutto per quella di trasporto. Nello **scenario 3 «Accoppiamento dei settori»** si ipotizza un'evoluzione per cui il biogas e i gas sintetici (ad es. idrogeno) acquisteranno un ruolo più preponderante nel sistema energetico. Questa visione corrisponde allo scenario «ZERO B» delle PE2050+, abbinato alla variante strategica di produzione con «bilancio annuo in pareggio al 2050». Con l'incremento moderato del consumo elettrico nazionale, da un lato, e il potenziamento delle turbine a gas con impiego di idrogeno, dall'altro, si prevede in questo caso un alleggerimento delle reti elettriche rispetto agli scenari 1 e 2. Per quanto riguarda l'evoluzione a livello europeo, ci si basa sullo scenario «Distributed Energy» di ENTSO. La produzione sempre più decentralizzata in Europa comporterà tendenzialmente minori flussi di carico su vasta scala.

Indicatori degli scenari

La tabella 1 seguente riporta una panoramica dei principali indicatori per gli anni di riferimento 2030 e 2040. I tre scenari sono praticamente identici per quanto riguarda gli indicatori relativi al 2030. Soltanto nel 2040 si evidenziano differenze sostanziali a livello di produzione e consumo di energia elettrica.

Anno	2019	2030			2040		
Scenario		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica – potenza installata [MW]							
Energia idroelettrica	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260
Centrali nucleari	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-
Centrali termiche ¹	2717	2379	2380	2381	970	2321	2322
Geotermia	-	10	10	10	90	20	90
Fotovoltaico	2 520	9 770	7 650	9 730	24 070	10 100	18 610
Energia eolica	100	310	180	310	1 150	180	1 040
Totale*	22 220	29 400	27 140	29 630	45 540	30 490	42 650
Stoccaggio – potenza di pompaggio e carico [MW]							
Pompe di CP ²	2 620	3 790	3 790	3 790	5 450	5 450	5 450
Batterie decentrali	-	1 220	690	1 220	5 550	2 330	4 290
Consumo elettrico – quantità di energia [TWh]							
Consumo elettrico netto ³	964	60,35	6909	58,74	67,15	1487	61,86
Elettrificazione – numero [migliaia]							
Veicoli elettrici incl. ibridi plug-in*	40	930	930	870	2 940	2 950	2 520
Pompe di calore, incl. grandi pompe di calore*	290	680	700	610	1 010	1 090	860

Tabella 1: Panoramica degli indicatori 2030/2040 per gli scenari 1 - 3

* è la somma arrotondata dei singoli valori esatti

Dati relativi al contesto energetico

Lo SCR CH prestabilisce alcuni dati relativi al contesto energetico di cui i gestori di rete devono tenere conto nelle simulazioni. Si tratta di previsioni basate su scenari quali il «World Energy Outlook» relative all'**evoluzione del costo delle materie prime e del CO₂** a cura dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) e dei dati climatici e meteorologici che fungono da base per la determinazione dei profili di immissione in rete di energia eolica e fotovoltaica.

Situazione all'estero

Gli **sviluppi del settore energetico in Europa** vengono considerati tenendo conto, oltre che delle PE2050+, anche degli scenari dell'ENTSO relativi al TYNDP2020. Gli scenari 1 e 3 dello SCR CH fanno riferimento allo scenario «Distributed Energy», che presuppone un maggior numero di impianti di produzione decentralizzati e una forte crescita di fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas». Per quanto riguarda lo scenario 2, l'evoluzione all'interno dell'UE viene ipotizzata sulla base dello scenario

¹ Includono: incenerimento rifiuti, depurazione acque reflue, centrali a biogas, centrali a biomassa e altre centrali termiche

² CP = centrale di pompaggio

³ Consumo elettrico netto = consumo lordo di energia elettrica escluse le pompe delle centrali di pompaggio e le perdite della rete, ma incluse le pompe di rilancio.

«Global Ambition», che prevede la presenza di impianti di produzione sempre più centralizzati, come ad esempio impianti eolici offshore nel nord e grandi impianti fotovoltaici nel sud dell'Europa.

Accordo sull'energia elettrica

L'assenza di un accordo sull'energia elettrica con l'UE **non costituisce uno scenario a sé**, sebbene il fatto che non sia più possibile prevedere quando sarà stipulato potrebbe avere conseguenze negative sull'operatività di sistema delle reti elettriche, sulle possibilità d'importazione della Svizzera e sull'economia in generale. Senza un accordo sull'energia occorrerà trovare regolamentazioni separate tra la Svizzera e l'UE o tra i gestori delle reti di trasporto, soprattutto al fine di garantire la sicurezza dell'esercizio delle reti elettriche. Ciò potrebbe anche rendere necessari ulteriori investimenti nella rete di trasporto svizzera al fine di mantenere la stabilità della rete elettrica del nostro Paese, proteggerla dai sovraccarichi provenienti dall'estero e garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Le eventuali possibilità di esportazione limitate dei Paesi limitrofi e le conseguenti restrizioni nelle possibilità di importazione della Svizzera devono essere tenute in considerazione nelle riflessioni sulla sicurezza di approvvigionamento elettrico (ad esempio nelle analisi sulla System Adequacy).

Capacità di frontiera

Nello SCR CH le **capacità di frontiera** per gli anni 2020 e 2025 vengono indicate, a perimetro di rete completa, mediante la «Net Transfer Capacity» (NTC)⁴ per singola frontiera e direzione (cfr. tabella 2). Esse sono rilevanti ai fini del dimensionamento delle reti elettriche nell'ambito della loro pianificazione. I **valori NTC per il 2025** considerano la **rete di trasporto europea attuale** e i **progetti di un suo ampliamento**, che dovranno essere **realizzati** e messi in esercizio **entro il 2025**. I parametri quantitativi per il dimensionamento delle reti elettriche nell'ambito della loro pianificazione devono essere fissati per determinate ore dell'anno, **indipendentemente da eventuali limitazioni alle possibilità di importazione**. In caso contrario, l'importazione di elettricità sarebbe costantemente ridotta, ossia anche in periodi dell'anno in cui i Paesi confinanti con la Svizzera sarebbero in grado di esportare. Eventuali valori NTC differenti per il 2030 e 2040, inoltre, possono essere indicati da Swissgrid in fase di elaborazione dei piani pluriennali e di loro verifica da parte della EICOM.

Anno	2020	2025
Capacità di frontiera (NTC) Fonte: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid	Capacità [MW]	
AT -> CH (importazione)	1 200	1 400
DE -> CH (importazione)	2 000	3 000
FR -> CH (importazione)	3 700	3 700
IT -> CH (importazione)	1 910	1 910
CH -> AT (esportazione)	1 200	1 200
CH -> DE (esportazione)	4 000	4 200
CH -> FR (esportazione)	1 400	1 700
CH -> IT (esportazione)	4 800	5 000

Tabella 2: Valori NTC per il 2020 e il 2025 a perimetro di rete completa, per frontiera e direzione

Coordinamento della pianificazione della rete

Poiché il coordinamento nelle reti elettriche «magliate» è particolarmente importante, il legislatore ha disciplinato lo scambio delle informazioni tra i gestori di rete di tutti i livelli all'articolo 9c LAEI, introducendo l'obbligo di mettere reciprocamente a disposizione, a titolo gratuito, le informazioni. Tale scambio riguarda i progetti pianificati di trasformazione e ampliamento delle reti elettriche e le previsioni sulla produzione e sul consumo. Per lo sviluppo delle reti sono molto importanti il coordinamento e lo scambio di dati tra i livelli di rete 1 e 3.

⁴ «Net Transfer Capacity» (NTC): capacità di trasporto massima che può essere sfruttata a livello commerciale su ogni frontiera senza mettere a rischio la sicurezza della rete.

Regionalizzazione

Lo SCR CH oggetto di approvazione da parte del Consiglio federale si limita a prestabilire indicatori nazionali. A sua integrazione, l'UFE mette a disposizione – a livello di Ufficio – una **guida alla metodologia di regionalizzazione** quale supporto per i gestori di rete. In essa vengono proposti alcuni metodi su come ripartire gli indicatori desunti dallo SCR CH sui comprensori e successivamente sui nodi di rete. La guida dell'UFE non fa parte dello SCR CH e non è giuridicamente vincolante. La concreta organizzazione della regionalizzazione rimane competenza e responsabilità dei gestori di rete interessati.

Indice

1	Contesto iniziale.....	8
1.1	Il nuovo strumento dello scenario di riferimento	8
1.2	Mandato di elaborazione dello scenario di riferimento.....	8
1.3	Effetti dell'introduzione dello scenario di riferimento	9
1.4	Studio sullo scenario di riferimento	9
1.5	Pianificazione della rete di trasporto	9
1.6	Sviluppo della rete di distribuzione sovranazionale	9
1.7	Pianificazione delle reti negli Stati confinanti	10
1.8	Studi sulla System Adequacy.....	10
1.9	Distinzione rispetto alla rete della corrente elettrica di trazione	10
2	Pianificazione delle reti e scenario di riferimento	11
2.1	Lo scenario di riferimento quale prima fase di pianificazione delle reti.....	11
2.2	Considerazione degli scenari nella pianificazione delle reti.....	12
2.3	Orizzonte temporale dello scenario di riferimento.....	12
3	Descrizione dello scenario.....	13
3.1	Scenario 1: «Riferimento».....	14
3.2	Scenario 2: «Divergenza»	15
3.3	Scenario 3: «Accoppiamento dei settori».....	15
3.4	Scenari e varianti delle Prospettive energetiche 2050+	16
3.5	Scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020	17
4	Produzione elettrica.....	18
4.1	Energia idroelettrica	18
4.2	Energia nucleare	19
4.3	Centrali termiche	19
4.4	Geotermia.....	20
4.5	Fotovoltaico	20
4.6	Energia eolica.....	20
5	Consumo di energia elettrica.....	22
5.1	Consumo elettrico tradizionale.....	22
5.2	Mobilità elettrica	23
5.3	Pompe di calore	23
5.4	Altri consumi elettrici	24
6	Flessibilità.....	25
7	Estero	28
7.1	Evoluzione del settore energetico	28
7.2	Definizione delle capacità di frontiera	28
7.3	L'assenza di un accordo sull'energia e le sue ripercussioni sulle reti elettriche	29
8	Altri parametri.....	30
8.1	Costo delle materie prime e del CO ₂	30
8.2	Dati economici globali	30
8.3	Dati climatici e meteorologici.....	30
9	Regionalizzazione	31
10	Appendice.....	32
10.1	Ulteriori dati relativi a mobilità elettrica e pompe di calore	32
10.2	Indicatori relativi agli scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020	33

1 Contesto iniziale

1.1 Il nuovo strumento dello scenario di riferimento

Con la legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche («Strategia Reti elettriche») viene introdotto lo strumento dello scenario di riferimento (SCR CH). Quest'ultimo rappresenta un fondamento essenziale per la pianificazione della rete di trasporto (380/220 kV, livello di rete 1, LR1) e delle reti di distribuzione sovraregionali (da 36 a 220 kV, livello di rete 3, LR3), al fine di quantificare la necessità di ampliamento delle stesse ed elaborare o aggiornare la loro pianificazione pluriennale. Sinora il fabbisogno di nuovi progetti di linee è stato valutato nell'ambito delle procedure dei piani settoriali (piano settoriale Elettrodotti – PSE). Con la «Strategia Reti elettriche», invece, è stato introdotto un nuovo metodo di determinazione del fabbisogno e di verifica a monte delle progettualità per il LR1, con l'obiettivo di sgravare le procedure autorizzative delle linee elettriche dalla questione del fabbisogno. Alla base di tale attività di prospezione e verifica vi è l'elaborazione di uno scenario di riferimento. Lo SCR CH viene verificato e aggiornato a cadenza quadriennale. Le sue specifiche confluiscono nella successiva pianificazione pluriennale periodica a cura dei gestori di rete, dopodiché il coordinamento a livello territoriale avviene nell'ambito delle procedure PSE, così da assicurare che i progetti di ampliamento di Swissgrid siano allineati a eventuali altri interessi e che venga definito di volta in volta il corridoio più adeguato. L'autorizzazione dei progetti (procedura di approvazione dei piani, PAP), la loro esecuzione e il controllo dell'efficienza dei costi sono le ulteriori fasi del processo di sviluppo delle reti (cfr. figura 2 seguente).

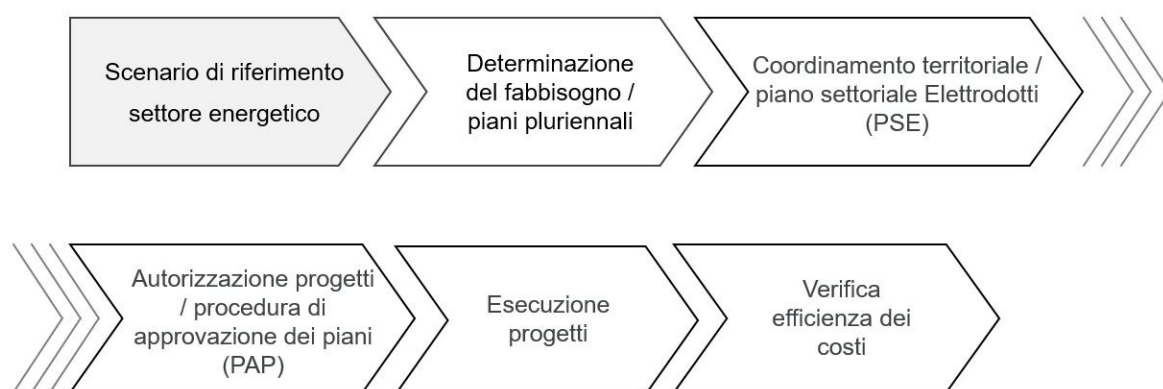


Figura 2: Rappresentazione schematica del processo di sviluppo delle reti

Nel quadro della trasformazione del sistema energetico a livello europeo è importante che le reti elettriche della Svizzera vengano adeguate alle mutate circostanze. Con ciò s'intende anche l'eventualità che risultino flussi di carico differenti e che lungo i vari confini nazionali venga a instaurarsi una diversa ripartizione delle importazioni/esportazioni rispetto a oggi, soprattutto se finora si sono osservati modelli di flussi di carico tendenzialmente atipici (ad es. situazione di esportazione verso nord) nella rete di trasporto e reimmissioni di energia elettrica dalle reti di distribuzione. Con lo spegnimento delle centrali nucleari svizzere, inoltre, l'infrastruttura di rete dovrà essere in grado di assicurare il trasporto di un sufficiente quantitativo di energia elettrica dal sud al nord del Paese. Da questo punto di vista, lo scenario di riferimento deve fornire indicazioni circa una futura evoluzione della rete che garantisca il trasporto dell'elettricità in contesti energetici differenti. La centralità geografica del Paese e le elevate capacità fisiche installate fanno sì che i requisiti imposti alla rete di trasporto svizzera siano influenzati dall'andamento del comparto energetico in Europa. Ai fini della pianificazione sono pertanto rilevanti, oltre alle ipotesi relative al sistema energetico nazionale, anche gli sviluppi sul fronte della produzione/del consumo di energia elettrica e del quadro normativo negli Stati confinanti, nonché l'integrazione della Svizzera nel mercato elettrico europeo.

1.2 Mandato di elaborazione dello scenario di riferimento

Ai sensi dell'articolo 9a della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), l'Ufficio federale dell'energia (UFE) ha il compito di elaborare uno scenario di riferimento (SCR) per la Svizzera (SCR CH). Ai fini della sua elaborazione l'UFE si basa sugli obiettivi di politica energetica della

Confederazione e sui dati economici globali e tiene conto del contesto internazionale. Lo SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è vincolante per le autorità in tutte le questioni relative alle reti elettriche dei livelli LR1 e LR3. Per l'elaborazione del progetto da porre in consultazione l'UFE ha istituito un gruppo d'accompagnamento in cui siedono, tra i vari esponenti, rappresentanti dei Cantoni (Conferenza dei direttori cantionali dell'energia, EnDK), della società nazionale di rete (Swissgrid), degli altri gestori di rete (Associazione delle aziende elettriche svizzere AES, Swisspower), dei gestori delle centrali idroelettriche (Associazione svizzera di economia delle acque), delle Ferrovie federali svizzere (FFS), delle associazioni ambientaliste (Fondazione svizzera per l'energia/Umweltallianz), delle energie rinnovabili (AEE Suisse), del settore del gas (Associazione svizzera dell'industria del gas ASIG) e della Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom).

1.3 Effetti dell'introduzione dello scenario di riferimento

Già nel messaggio sulla «Strategia Reti elettriche» (nuova legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche) del 13 aprile 2016 (FF 2016 3393) erano state illustrate le ripercussioni dei nuovi strumenti su Confederazione, Cantoni e Comuni, sull'economia ecc. Con l'introduzione del nuovo strumento dello scenario di riferimento quale base per la pianificazione delle reti non è prevista una delega di competenze in materia di pianificazione. Lo scenario di riferimento, insieme all'esame preliminare del fabbisogno e alla verifica dei piani pluriennali del livello di rete 1, offre agli attori una maggiore sicurezza di pianificazione e sgrava le procedure di autorizzazione a valle dalla questione del fabbisogno. I costi per la trasformazione e l'ampliamento delle reti elettriche in Svizzera sono a carico dei rispettivi gestori che, tramite i corrispettivi per l'utilizzazione della rete (tariffe per l'utilizzazione della rete), possono riversare sui consumatori finali i costi d'esercizio e di capitale – purché computabili ai sensi della LAEI. La ElCom effettua una verifica d'ufficio di detti corrispettivi e può disporre una riduzione o vietarne l'aumento. Lo scenario di riferimento può, insieme alle nuove disposizioni sulla pianificazione della rete elettrica secondo la «Strategia Reti elettriche» contribuire alla riduzione dei costi: i principi di pianificazione delle reti uniformi, il migliorato coordinamento tra i gestori di rete e l'esame preliminare del fabbisogno nonché l'esame di progetti della rete di trasporto possono contribuire a evitare eccedenze di capacità in rete.

1.4 Studio sullo scenario di riferimento

Nel 2013, nell'ambito dell'elaborazione della Strategia Reti elettriche, l'UFE ha incaricato l'agenzia tedesca per l'energia (Dena) di documentare i requisiti tipici di uno scenario di riferimento ai fini della pianificazione delle reti in Svizzera [1]. I risultati dello studio sono confluiti nel piano dettagliato della Strategia Reti elettriche, la cui priorità è stata quella di definire un processo ben strutturato e una serie di raccomandazioni per stabilire i requisiti a cui doveva adempiere uno SCR energetico.

1.5 Pianificazione della rete di trasporto

Nel 2015 Swissgrid ha elaborato la propria pianificazione strategica della rete di trasporto al 2025, documentando una serie di scenari di riferimento con orizzonte temporale 2025/2035. Il «Rapporto sulla rete strategica 2025» illustra gli interventi necessari per l'ampliamento della rete e il piano di investimenti da effettuare entro il 2025 [2]. Facendo seguito al piano di rete per il 2025, Swissgrid ha lanciato un successivo progetto dal nome «Rete strategica 2040» (RS2040), con cui intende procedere a una revisione del piano già esistente. Sulla base degli scenari rappresentati nello SCR CH e dei dati su carico e consumo aggiornati per ogni nodo della rete di trasporto, si calcoleranno e valuteranno gli sviluppi della rete necessari in futuro. Per migliorare il coordinamento nella pianificazione delle reti, nel 2012 Swissgrid ha istituito quattro gruppi di lavoro sul coordinamento regionale in materia di sviluppo delle reti (GL CRR). Insieme ai gestori di rete del LR3, inoltre, nel 2020 Swissgrid ha dato il via ai lavori relativi all'elaborazione dei processi sull'approntamento dei dati e sulla regionalizzazione.

1.6 Sviluppo della rete di distribuzione sovregionale

La rete di distribuzione sovregionale con una tensione superiore a 36 e inferiore a 220 kV è denominata LR3 e rappresenta l'anello di congiunzione tra il LR1 e le reti di distribuzione ai livelli LR5 e LR7. La pianificazione del LR2 è integrata in quella del LR3. La pianificazione per il livello LR3, inoltre,

tiene conto dei requisiti indicati nella raccomandazione del settore «Distribution Code»⁵, dei principi di pianificazione delle reti definiti dai gestori delle reti di distribuzione e dell'andamento generale dei consumi e della produzione in corrispondenza degli allacciamenti alla rete. Ai fini del rilevamento degli impianti di produzione elettrica (IPE) è utile utilizzare quale fonte d'informazione la banca dati di Pronovo AG⁶ e le pratiche di allacciamento o le richieste preliminari di allacciamento di nuovi consumatori o nuove centrali.

1.7 Pianificazione delle reti negli Stati confinanti

In Europa il sistema di approvvigionamento elettrico è strettamente interconnesso per via delle capacità di trasporto esistenti tra i singoli Paesi. Con la direttiva UE 2009/72/CE del 13 luglio 2009 si è stabilita la necessità di un coordinamento delle misure di sviluppo all'interno della rete di interconnessione europea. Nei confronti dell'autorità di regolazione i gestori della rete di trasporto sono tenuti a presentare ogni anno, previa consultazione, un piano di sviluppo delle reti decennale. Alla base dell'attività di pianificazione europea nell'ambito del «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) si considerano varie ipotesi adeguate relative all'evoluzione della produzione, dei consumi e degli scambi di energia elettrica con altri Paesi. A tal fine, ogni due anni i gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica e gas europei (ENTSO-E ed ENTSO-G) elaborano insieme a Swissgrid una serie di scenari. Nel mese di luglio del 2020 l'ENTSO ha pubblicato gli scenari europei [3] di energia elettrica e gas per il TYNDP2020.

1.8 Studi sulla System Adequacy

Negli studi sulla System Adequacy della Svizzera (SACH) a cura dell'UFE e della ElCom si elaborano vari modelli di simulazione delle dinamiche di domanda e offerta di energia elettrica e si individuano eventuali situazioni di carenza future di elettricità. I SACH si basano su dati analoghi a quelli utilizzati nello SCR CH, ma perseguono un obiettivo differente rispetto a quest'ultimo. I primi esaminano la situazione dell'approvvigionamento a lungo termine dal punto di vista della capacità del sistema di coprire il fabbisogno elettrico del Paese con la produzione nazionale e internazionale. Lo SCR CH, invece, definisce la portata dei possibili sviluppi sul fronte energetico quale base per l'evoluzione delle reti elettriche.

1.9 Distinzione rispetto alla rete della corrente elettrica di trazione

La rete della corrente di trazione⁷ fa parte dell'infrastruttura ferroviaria, per cui pianificazione, realizzazione, esercizio e manutenzione degli impianti di tale rete sono disciplinati dalla legislazione sulle ferrovie. Quali gestori del sistema a 16,7 hertz (Hz), le Ferrovie federali svizzere (FFS) hanno il compito di fornire corrente di trazione a tutti i gestori delle infrastrutture ferroviarie a 16,7 Hz (ad eccezione della Ferrovia retica (FR)). Oltre al potenziamento delle infrastrutture deciso dal Parlamento, vi sono altri fattori – come ad es. progressi tecnologici o cambi di orario – che possono determinare un altro fabbisogno. Le FFS e la FR informano l'Ufficio federale dei trasporti (UFT) in merito agli eventuali progetti di costruzione di linee necessari a garantire l'approvvigionamento della corrente di trazione. La rete strategica della corrente di trazione a 16,7 Hz è integrata nella parte Infrastruttura ferroviaria del piano settoriale dei trasporti (SIS). Le linee di trasmissione delle ferrovie, infatti, non devono essere coordinate all'interno del piano settoriale Elettrodotti (PSE). L'unica eccezione all'esonero dall'obbligo di piano settoriale è rappresentata dalle linee comuni, costituite da linee a 132 kV delle FFS e linee del LR1.

⁵ Il Distribution Code Svizzera (DC-CH) definisce i principi tecnici e i requisiti minimi di allacciamento a una rete di distribuzione, nonché l'esercizio e l'utilizzazione delle reti di distribuzione in Svizzera.

⁶ Pronovo AG è l'ente di certificazione accreditato per la registrazione delle garanzie di origine e la gestione dei programmi federali d'incentivazione delle energie rinnovabili.

⁷ Parallelamente alla rete elettrica a 50 Hz, in Svizzera esiste una rete a 16,7 Hz per l'alimentazione della corrente di trazione con linee di trasmissione a 132 kV o 66 kV e sottocentrali per le linee aeree a 15 kV o 11 kV. Le FFS e la FR gestiscono inoltre centrali a 16,7 Hz e la rete della corrente di trazione è collegata alla rete elettrica a 50 Hz mediante svariati convertitori di frequenza.

2 Pianificazione delle reti e scenario di riferimento

2.1 Lo scenario di riferimento quale prima fase di pianificazione delle reti

Sulla base dello SCR CH e in funzione del fabbisogno supplementare i gestori di rete dei livelli LR1 e LR3 effettuano la loro pianificazione e definiscono le necessità di sviluppo futuro della rete elettrica. Per fabbisogno supplementare s'intendono i progetti di rinnovo e sostituzione e gli eventuali progetti regionali e locali relativi all'allacciamento di impianti di produzione e consumatori finali di cui il gestore è a conoscenza ma che non risultano dallo SCR CH. Sul fronte dei consumatori, ciò riguarda ad esempio la dismissione di impianti industriali (ad es. fabbriche di produzione di cartone) o il loro ampliamento (ad es. centri di calcolo o impianti chimici); sul fronte dei produttori, invece, la trasformazione o l'ampliamento di centrali idroelettriche esistenti o la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica. In pratica ne consegue che il fabbisogno regionale può risultare superiore alle ipotesi formulate nello SCR CH, il che significa che il gestore di rete dovrà attribuire un maggiore peso a questi concreti fattori trainanti lo sviluppo delle reti.

La ripartizione di produzione e carico su comprensori, regioni e nodi di rete (regionalizzazione) e la stima del fabbisogno di rinnovo e sostituzione specifico degli impianti di rete esistenti sono di responsabilità dei gestori di rete.

Poiché il coordinamento nelle reti elettriche «magliate» è particolarmente importante, il legislatore ha disciplinato lo scambio delle informazioni tra i gestori di rete di tutti i livelli all'articolo 9c LAEl., introducendo l'obbligo di mettere reciprocamente a disposizione, a titolo gratuito, le informazioni. Tale scambio riguarda i progetti pianificati di trasformazione e ampliamento delle reti elettriche e le previsioni sulla produzione e sul consumo. Per lo sviluppo delle reti sono molto importanti il coordinamento e lo scambio di dati tra i livelli di rete 1 e 3.

Swissgrid e i gestori delle reti di distribuzione LR3 sono altresì tenuti a documentare la loro attività di pianificazione mediante piani pluriennali. Quello di Swissgrid viene sottoposto a controllo da parte della EICOM sulla base di quanto sancito dalla legge e dall'ordinanza. Con la verifica del piano pluriennale la EICOM conferma in linea di massima la necessità dei progetti individuati nella rete di trasporto.

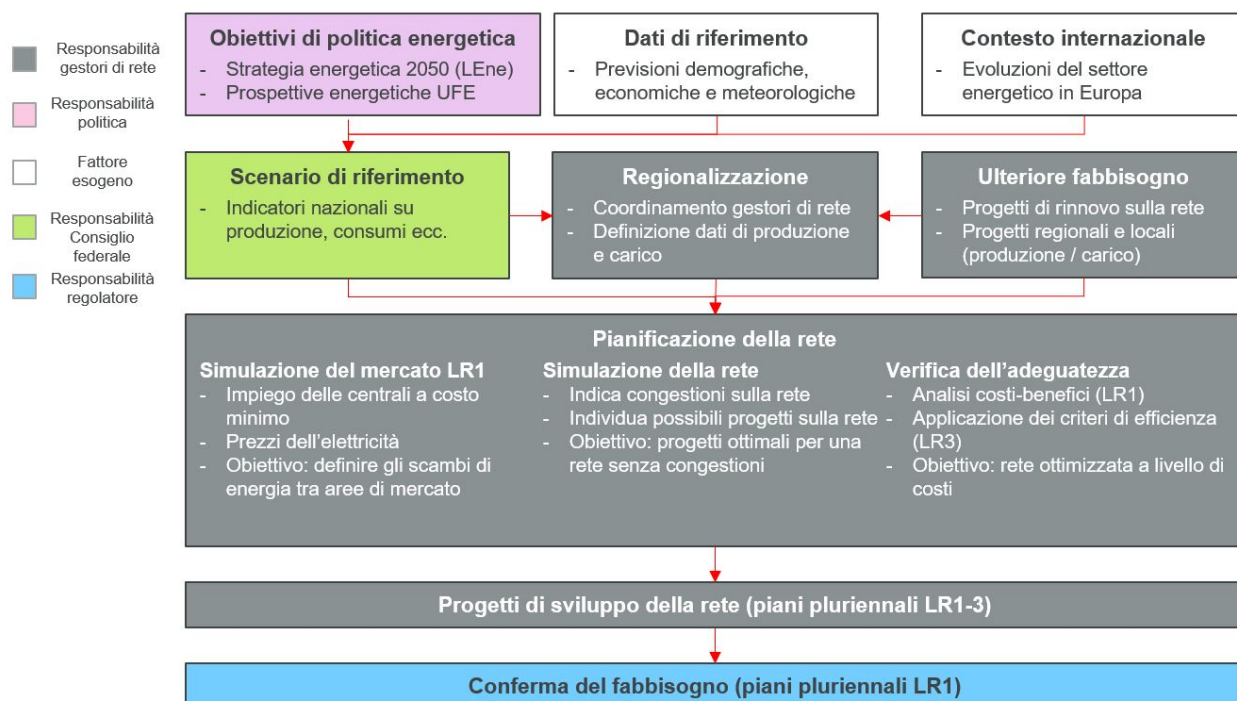


Figura 3: Scenario di riferimento nella pianificazione delle reti

2.2 Considerazione degli scenari nella pianificazione delle reti

Ai sensi dell'art. 9d cpv. 1 LAEI⁸ lo scenario di riferimento dev'essere considerato come un tutt'uno nella pianificazione delle reti, ossia tutti gli scenari prestabiliti devono essere opportunamente integrati nelle pianificazioni, ponendo l'accento su quello pilota. A livello di attuazione sono determinanti le disposizioni di cui all'art. 9d cpv. 2 lett. a LAEI: il piano pluriennale deve illustrare in che misura i progetti previsti sono efficaci e appropriati in termini tecnici ed economici. Di conseguenza, non tutti i progetti necessari a garantire un esercizio privo di congestioni in qualunque scenario vengono automaticamente integrati nel piano pluriennale. Si tratta piuttosto di progetti che, dal punto di vista tecnico ed economico, risultano effettivamente necessari. Per i progetti del livello LR1 è prevista un'analisi costi-benefici dettagliata. L'ulteriore interpretazione delle disposizioni di legge di cui all'art. 9d LAEI è a cura della EICOM nell'ambito dell'esecuzione della LAEI.

2.3 Orizzonte temporale dello scenario di riferimento

Lo SCR CH utilizza come anni di riferimento (orizzonte temporale) il 2030 e il 2040. La cadenza decennale con cui vengono fissati gli anni di riferimento è conforme a quanto previsto dalla LAEI e rappresenta la prassi corrente nei Paesi confinanti (ENTSO), il che facilita l'allineamento dei piani di rete e la comparabilità degli scenari. Per quanto concerne la Strategia energetica 2050, si è deciso di stabilire come anno di riferimento il 2035 e, a partire da esso (+10 anni), il 2045. Vi sarebbe dunque uno scostamento di cinque anni rispetto alle pianificazioni dell'ENTSO, cosa che ha poco senso considerato lo stretto legame con la rete elettrica europea e la necessità impellente di un allineamento a livello di pianificazione delle reti. Pare inoltre che sia difficile effettuare un'estrapolazione attendibile dei dati dell'ENTSO, per cui la comparabilità degli indicatori sarebbe limitata. Tutto questo complicherebbe il coordinamento della pianificazione delle reti con gli Stati confinanti.

Secondo quanto previsto dalla legge, per il primo anno di riferimento vanno elaborati al massimo tre scenari, di cui quello più probabile (scenario pilota) dev'essere sviluppato per un periodo di altri dieci anni. Poiché all'atto dell'approvazione dello SCR CH da parte del Consiglio federale mancavano meno di dieci anni al primo anno di riferimento, il 2030, per tutti e tre gli scenari dello SCR CH si riportano anche gli indicatori relativi al 2040.

⁸ 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) del 13 aprile 2016, FF 2016 3452.

3 Descrizione dello scenario

Lo SCR CH definisce per un orizzonte temporale futuro la portata dei probabili sviluppi sul fronte energetico. Gli scenari sono di per sé una rappresentazione semplificata della realtà e non una previsione per gli anni a venire. Visto che per le reti elettriche, in particolare per quelle di trasporto, i cicli d'investimento sono di lungo periodo, occorre considerare un ampio ventaglio di possibili sviluppi. È altrettanto necessario operare una distinzione sufficientemente chiara tra gli scenari, così da creare una base di riferimento per una pianificazione quanto più solida possibile.

La probabilità che un determinato scenario si materializzi in futuro dipende da una varietà di fattori: oltre alle incertezze relative alla rapidità del progresso tecnologico, per mettere in atto gli interventi tecnici adatti occorrono misure a livello politico – ad esempio norme di legge – che devono diventare parte integrante dei quadri normativi pertinenti. Tali misure politiche, dunque, vanno discusse e decise nell'ambito dei processi democratici del Paese. Per progettare le reti elettriche del futuro, tuttavia, i gestori di rete necessitano già oggi di basi attendibili – condizione quanto più essenziale se si considerano i lunghi iter di pianificazione, autorizzazione e realizzazione delle reti di trasporto e delle reti di distribuzione sovraregionali.

I tre scenari dello SCR CH tengono conto dell'obiettivo delle PE2050+ di trasformare il sistema di approvvigionamento elettrico del Paese in maniera tale da raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 («saldo netto delle emissioni pari a zero»⁹) e, al contempo, garantire la sicurezza di approvvigionamento. Per poter pianificare e realizzare per tempo eventuali interventi necessari sulla rete, inoltre, si ipotizza che le centrali nucleari (CN) in Svizzera abbiano un ciclo di vita di 50 anni. Come mostra la figura seguente, ognuno dei tre scenari dello SCR CH si basa su uno scenario delle PE2050+, per quanto riguarda le ipotesi sulla Svizzera, e su uno scenario del TYNDP 2020 per le ipotesi relative all'estero.

Lo SCR CH 2030/2040 per la pianificazione delle reti definisce i seguenti scenari:

1. **Scenario 1 «Riferimento»** (scenario di riferimento)
2. **Scenario 2 «Divergenza»** (scenario di stress)
3. **Scenario 3 «Accoppiamento dei settori»** (scenario di alleggerimento)



Figura 4: Panoramica dei tre scenari dello SCR CH

Nella figura successiva la configurazione dei tre scenari dello SCR CH viene rappresentata a livello qualitativo dai seguenti punti di vista: potenziamento degli impianti fotovoltaici ed eolici, potenziamento delle centrali idroelettriche, potenziamento delle centrali termiche, consumo di energia elettrica e saldo delle importazioni (risultato modellizzazione PE2050+) con riferimento agli indicatori per il 2040.

⁹ Un saldo netto pari a zero viene raggiunto nel momento in cui il bilancio tra le emissioni emesse e quelle sottratte all'atmosfera è esattamente in pareggio. In esso si considerano, oltre all'anidride carbonica (CO₂), anche il metano (CH₄), il protossido d'azoto (N₂O) e determinati gas serra sintetici.

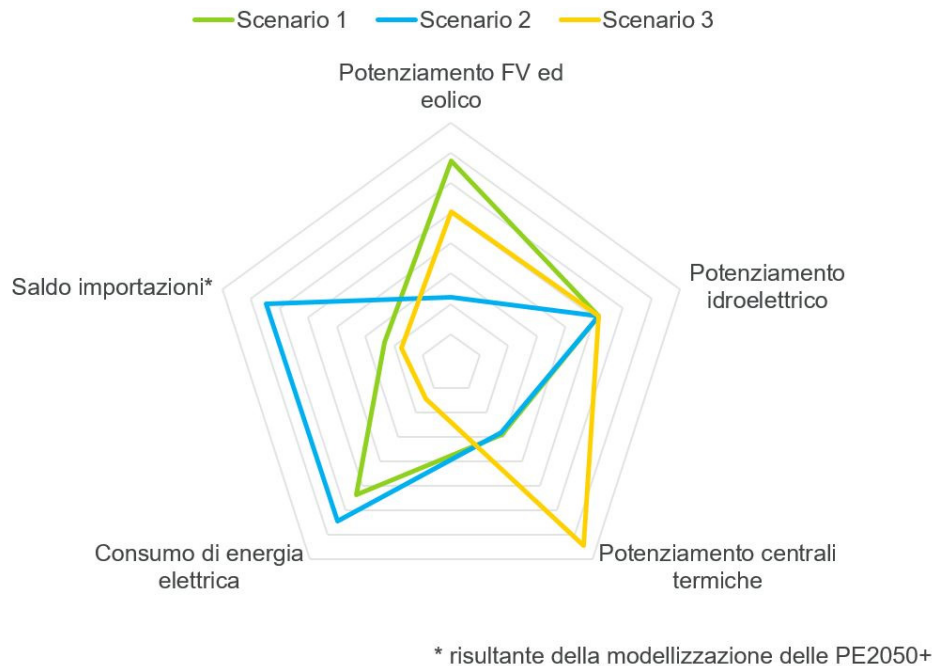


Figura 5: Configurazione dei tre scenari dello SCR CH per il 2040 (rappresentazione schematica; scale non normalizzate)

3.1 Scenario 1: «Riferimento»

Lo scenario pilota dello SCR CH è lo scenario «Riferimento», che per mappare l'andamento del settore energetico svizzero si basa sullo scenario «ZERO variante di base» e sulla variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» delle PE2050+.

La «variante di base ZERO» e tutti gli altri scenari «ZERO» proiettano nel futuro le tendenze attualmente prevedibili sul fronte dello sviluppo tecnologico, partendo dal presupposto che si assisterà a un aumento consistente e possibilmente precoce dell'efficienza energetica e a una marcata spinta dell'elettrificazione. Nello scenario «Riferimento» il consumo netto di energia elettrica raggiungerà all'incirca i 60 TWh nel 2030 e i 67 TWh nel 2040. Nelle aree urbane le reti di teleriscaldamento acquisteranno maggiore importanza. Negli impianti di incenerimento dei rifiuti e nella produzione di cemento si utilizzeranno sistemi di «Carbon Capture and Storage» (CSS) per ridurre le emissioni fossili di CO₂. Pur comportando un maggiore consumo di calore ed energia elettrica, fino al 2040 questo aspetto avrà un impatto secondario sulla rete elettrica. Le rimanenti emissioni di gas serra saranno compensate attraverso la riduzione o l'impiego di tecnologie a emissioni negative (NET) in Svizzera o all'estero, così da raggiungere complessivamente un «saldo netto pari a zero» entro il 2050. All'obiettivo di elettrificazione nel settore dei trasporti e della produzione di calore si affiancherà l'impiego di biogas e gas sintetici (ad es. idrogeno).

Il potenziamento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili avverrà in tempi rapidi e con una percentuale di fotovoltaico elevata (2030: circa 10 GW e 2040: circa 24 GW). Per quanto riguarda la produzione elettrica nazionale, si ipotizza una dinamica di sviluppo delle energie rinnovabili grazie alla quale, nel 2050, sarà garantito un saldo delle importazioni di elettricità con bilancio annuo in pareggio (variante strategica « bilancio annuo in pareggio al 2050» prevista dalle PE2050+). Quest'ultimo, tuttavia, non verrà raggiunto fino al 2040.

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, lo scenario 1 rimanda allo scenario «Distributed Energy» del TYNDP2020 dell'ENTSO, che ipotizza un maggior numero di impianti produttivi decentralizzati e una forte crescita di fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas», con l'energia fotovoltaica che nel 2030 e nel 2040 rappresenterà rispettivamente il 14% e il 18% e quella eolica il 29% e il

42% del mix di produzione. Con i «prosumer» al centro quali partecipanti attivi del mercato energetico, i consumi elettrici dell'UE saliranno dai 3086 TWh del 2015 a quota 3422 TWh nel 2030 e 4029 TWh nel 2040 [3]. La crescente produzione decentralizzata in Europa lascia presupporre che i flussi di carico su vasta scala peseranno meno sulla rete di trasporto europea rispetto a quanto ipotizzato negli altri scenari. Un quadro più dettagliato in merito si potrà evincere dalle simulazioni di mercato e di rete che Swissgrid effettuerà a valle degli scenari di riferimento. Con la sua previsione di repentino aumento del fotovoltaico, lo scenario «ZERO base» delle PE2050+ prefigura uno sviluppo nel vecchio continente in linea con quanto ipotizzato dallo scenario «Distributed Energy». Entrambi gli scenari evidenziano una forte decarbonizzazione e decentralizzazione della produzione energetica.

3.2 Scenario 2: «Divergenza»

Lo scenario «Divergenza» si basa sullo scenario «ZERO variante A» delle PE2050+, con un'elettrificazione su vasta scala del sistema energetico, abbinato alla variante strategica «condizioni quadro attuali», che vede un ritardo nel potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili. La divergenza tra il consumo e la produzione di elettricità aumenta e conduce verso requisiti più elevati per le reti elettriche.

L'elettrificazione nel settore immobiliare e dei trasporti è più accelerata rispetto a quanto ipotizzato nello scenario 1. La crescente elettrificazione incrementa la domanda di energia elettrica, con conseguente aumento dei consumi netti (2030: circa 61 TWh e 2040: circa 69 TWh). Il potenziamento della produzione energetica da fonti rinnovabili si basa sulle condizioni quadro attuali (variante strategica «condizioni quadro attuali» delle PE2050+) partendo, come presupposto, dagli strumenti di politica energetica e climatica attualmente in vigore, dalle attuali condizioni di mercato e da altre condizioni quadro sul mercato elettrico (situazione al 1° gennaio 2019). Di conseguenza, l'ampliamento della produzione elettrica nazionale e il potenziamento del fotovoltaico sono notevolmente inferiori rispetto a quelli ipotizzati nello scenario 1 (2030: circa 7,6 GW e 2040: circa 10,1 GW). A fronte di tali ipotesi di consumo e produzione vi sarà una maggiore necessità di importare energia elettrica. Un quadro più dettagliato in merito si potrà evincere dalle simulazioni di mercato e di rete che Swissgrid effettuerà a valle degli scenari di riferimento.

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, lo scenario 2 rimanda allo scenario «Global Ambition» del TYNDP2020 dell'ENTSO. «Global Ambition» è uno scenario top down compatibile con l'obiettivo di 1.5°C attraverso un crescente numero di impianti di produzione centralizzati, i cui costi verranno efficientati per effetto delle economie di scala. È il caso, ad esempio, degli impianti eolici offshore nel nord e di grandi impianti fotovoltaici nel sud dell'Europa, con il fotovoltaico che nel 2030 rappresenterà il 10% e nel 2040 il 13%; l'eolico rappresenterà rispettivamente il 32% e il 45% del mix di produzione [3]. Questa dinamica comporterà, nel suo complesso, un incremento dei flussi di transito tra i Paesi europei e una crescita dei consumi energetici dell'UE, che raggiungeranno quota 3213 TWh nel 2030 e 3426 TWh nel 2040 [3]. Uno sviluppo come quello ipotizzato dallo scenario «ZERO variante A» delle PE2050+, con una forte domanda di energia elettrica interna abbinata a un minore potenziamento della produzione energetica svizzera, va letto in combinazione con lo scenario europeo «Global Ambition», che vede un incremento dei flussi di transito all'interno dell'Europa e che, dal punto di vista delle reti dei livelli 1 e 3, dev'essere considerato rilevante sul piano del loro dimensionamento (requisiti elevati).

3.3 Scenario 3: «Accoppiamento dei settori»

Nello scenario «Accoppiamento dei settori» si ipotizza lo scenario «ZERO variante B» e la variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» delle PE2050+. L'approvvigionamento energetico vedrà provenire un contributo maggiore da biogas, gas sintetici e idrogeno, che rappresenteranno dunque un'altra soluzione verso la neutralità climatica della Svizzera entro il 2050.

Molti sviluppi sono identici a quelli dello scenario 1, ma con una minore elettrificazione del sistema energetico. Il consumo netto di energia elettrica crescerà in misura solo moderata, raggiungendo all'incirca 59 TWh nel 2030 e 62 TWh nel 2040. Grazie all'idrogeno il potenziamento delle turbine a gas, quantificato nello scenario «ZERO variante B» in circa 2500 MW entro il 2040, assicurerà al

Paese una riserva di potenza superiore. Sul fronte della produzione di energia, le PE2050+ ipotizzano tuttavia un contributo da parte degli impianti proporzionalmente inferiore. Il maggiore impiego di gas basati sull'energia elettrica nello scenario «ZERO variante B» implica maggiori importazioni energetiche rispetto a quelle previste dalla variante di base, essendovi nel Paese limitate potenzialità di produrre a basso costo vettori energetici di tale natura.

Anche in questo caso il potenziamento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili avverrà con una percentuale di fotovoltaico elevata (2030: circa 9,7 GW e 2040: circa 18,6 GW). Per quanto riguarda la produzione elettrica nazionale, si ipotizza una dinamica di sviluppo delle energie rinnovabili grazie alla quale, nel 2050, sarà garantito un saldo delle importazioni di elettricità con bilancio annuo in pareggio (variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» prevista dalle PE2050+). Quest'ultimo, tuttavia, non verrà raggiunto fino al 2040.

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, come nello scenario 1 si rimanda allo scenario «Distributed Energy» del TYNDP2020 dell'ENTSO (cfr. quanto illustrato in merito al capitolo 3.1).

Con l'incremento moderato del consumo elettrico nazionale, da un lato, e il potenziamento delle turbine a gas con impiego di idrogeno, dall'altro, si prevede in questo caso un alleggerimento delle reti elettriche rispetto agli scenari 1 e 2. Tale sviluppo in Svizzera trova il suo miglior contraltare in Europa nello scenario «Distributed Energy».

3.4 Scenari e varianti delle Prospettive energetiche 2050+

Con lo scenario «Saldo netto pari a zero» e le sue varianti, le PE2050+ hanno esaminato una serie di percorsi di sviluppo del sistema energetico svizzero [4] che consentiranno di raggiungere, entro il 2050, un saldo netto delle emissioni di gas serra pari a zero – un obiettivo climatico a lungo termine impossibile da centrare con lo scenario «Nessuna variazione». La [Figura 6](#) illustra i vari scenari con relative varianti e varianti di produzione elettrica (varianti strategiche), che fungono da base di dati nazionale per gli scenari 1 – 3 dello SCR CH.

Nella variante strategica «bilancio annuo in pareggio al 2050» delle PE2050+ si quantifica l'incremento necessario per poter coprire nel bilancio annuo il fabbisogno energetico della Svizzera. Con il repentino potenziamento della produzione nazionale da fonti energetiche rinnovabili, nel semestre estivo si registrerà tendenzialmente un'eccedenza di energia elettrica. Nel semestre invernale, invece, l'importazione di elettricità continuerà a essere necessaria, sebbene il maggiore potenziamento contribuirà a coprire il consumo elettrico di quel periodo. La variante strategica «condizioni quadro attuali» si basa sullo scenario normativo e di mercato odierno, che vede un ritardo nel potenziamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, il che comporta tendenzialmente un saldo delle importazioni maggiore nel semestre invernale.

Szenarien	Varianten	Varianten Stromproduktion (Strategievarianten)	
Szenario Netto-Null (ZERO) Bildet mögliche Entwicklungspfade des Schweizer Energiesystems ab, welche im Jahr 2050 kompatibel mit dem Ziel von Netto-Null Treibhausgas-Emission sind	Basisvariante (ZERO Basis) Nimmt die heute beobachteten Trends der technologischen Entwicklung auf und entwickelt diese in die Zukunft weiter	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sc. 1
	Variante A (ZERO A) Weitestgehende Elektrifizierung des Energiesystems	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sc. 2
	Variante B (ZERO B) Biogas und strombasierte Gase übernehmen neben der Elektrizität eine wichtige Rolle als Energieträger im Energiesystem	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	Sc. 3
	Variante C (ZERO C) Wärmenetze und biogene bzw. strombasierte flüssige Brenn- und Treibstoffe übernehmen neben der Elektrizität eine wichtige Rolle als Energieträger im Energiesystem	Ausgeglichene Jahresbilanz 2050 Richtwerte/Ausbauziele Aktuelle Rahmenbedingungen	
	Szenario Weiter wie bisher (WWB) Bildet die in Kraft befindlichen Massnahmen der Energie- und Klimapolitik ab und führt die beobachtete Technologieentwicklung weiter	Aktuelle Rahmenbedingungen	
eigene Darstellung		© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2020	

Figura 6: Selezione degli scenari e delle varianti delle PE2050+ per i tre scenari dello SCR CH

3.5 Scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020

Nel luglio del 2020 i gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica e gas europei (ENTSO-E ed ENTSO-G) hanno pubblicato gli scenari europei [3] di energia elettrica e gas per il «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) del 2020.

L'ENTSO cita due driver fondamentali per lo sviluppo degli scenari: la decarbonizzazione e la decentralità o centralità, ossia quanto sarà decentralizzata o centralizzata la produzione elettrica nei diversi scenari.

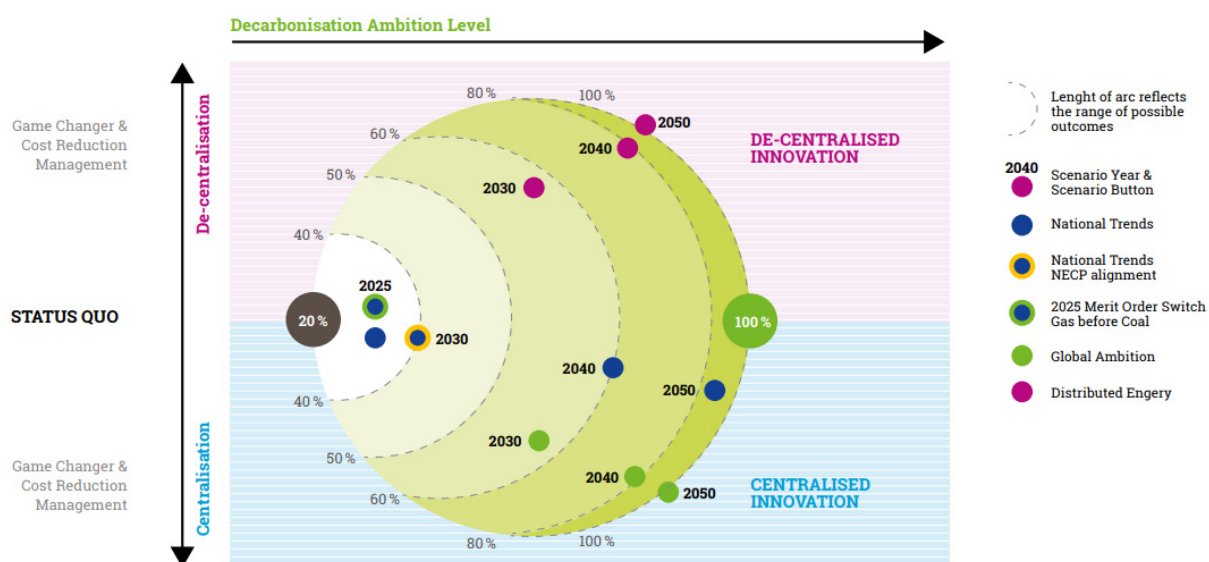


Figura 7: Orientamento degli scenari europei nel TYNDP2020

4 Produzione elettrica

Nella figura seguente vengono messe a confronto le capacità produttive nazionali mappate dai tre scenari dello SCR CH per l'anno 2040. Si consideri che la qualità e la quantità di energia elettrica prodotta dipendono dalla tecnologia utilizzata.

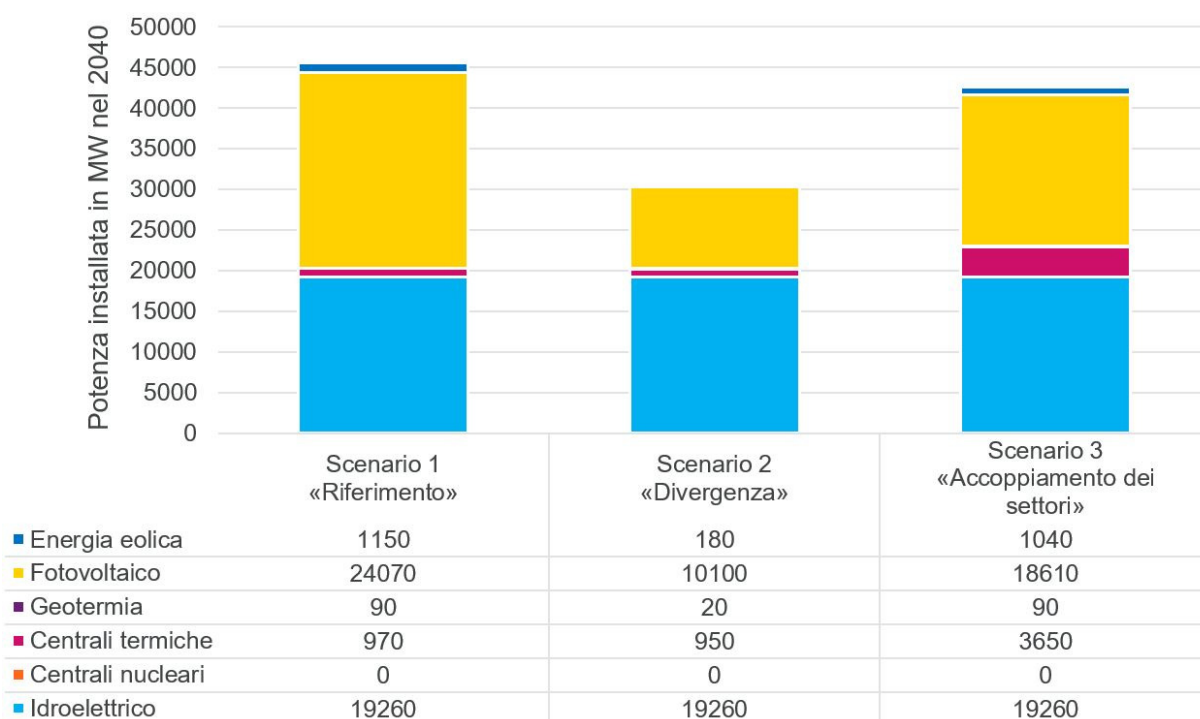


Figura 8: Sintesi delle capacità produttive nei tre scenari dello SCR CH per il 2040

Per potenza installata s'intende la potenza allacciata alla rete elettrica, definita mediante domanda di allacciamento tra produttore e gestore di rete. La potenza di un impianto fotovoltaico si misura in base alla potenza massima di corrente continua a norma del generatore solare. Quella degli impianti a biomassa, eolici e geotermici, invece, è data dalla potenza nominale del generatore. In genere, anche per gli impianti idroelettrici e le centrali termiche si indica la potenza nominale del generatore.

4.1 Energia idroelettrica

La produzione idroelettrica si suddivide in centrali ad acqua fluente, centrali di accumulazione e centrali di pompaggio. Le centraline idroelettriche (≤ 10 MW), che dal punto di vista tecnologico rientrano negli impianti ad acqua fluente, nella tabella seguente sono elencate separatamente. Per ciascuna categoria viene indicata la potenza nominale del generatore. La potenza delle pompe delle centrali di pompaggio è riportata al capitolo 6.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Centrali ad acqua fluente	3 300	3 340	3 340	3 340	3 350	3 350	3 350
Centrali di accumulazione	8 180	8 530	8 530	8 530	8 930	8 930	8 930
Centrali di pompaggio	3 090	4 360	4 360	4 360	6 020	6 020	6 020
Centraline idroelettriche	780	870	870	870	960	960	960
Totale*	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260

Tabella 3: Evoluzione delle capacità produttive in ambito idroelettrico

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung» (solo totale)

* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

Negli scenari 1 –3 il potenziamento dell'idroelettrico viene ipotizzato a condizioni di utilizzazione ottimizzate, nell'intento di raggiungere i valori di riferimento della legge sull'energia (LEne) e gli obiettivi di sviluppo indicati nel messaggio del Consiglio federale concernente il primo pacchetto di misure della Strategia energetica 2050 e nel messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili¹⁰. Per informazioni in merito alla prevista realizzazione di progetti in quest'ambito, si rimanda allo studio condotto dall'UFE nel 2019 sul potenziale idroelettrico della Svizzera [5]. Per stimare le performance degli impianti idroelettrici, si ipotizza una probabilità di realizzazione media dei diversi progetti. Secondo lo studio, inoltre, si suppone che a causa dell'innalzamento delle temperature previsto entro il 2050 il picco massimo di deflusso sarà anticipato di circa due settimane verso il semestre invernale, una dinamica di cui va tenuto conto nella modellizzazione delle centrali idroelettriche.

4.2 Energia nucleare

Per poter pianificare e realizzare per tempo eventuali interventi necessari sulla rete e far sì che gli scenari possano rimanere confrontabili tra loro, nello scenario di riferimento si ipotizza che le centrali nucleari (CN) in Svizzera hanno un ciclo di vita di 50 anni. Nel 2030, quindi, soltanto la centrale di Leibstadt risulterà ancora in esercizio, mentre nel 2040 saranno state tutte dismesse.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Centrali nucleari	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-

Tabella 4: Evoluzione delle capacità produttive in ambito nucleare

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung»

4.3 Centrali termiche

In futuro, gli odierni impianti a combustibili fossili funzioneranno sempre più con combustibili biogeni, rinnovabili o a impatto zero sul clima. Nello scenario 3 si aggiungono circa 2500 MW di potenza installata delle grandi centrali a gas che, secondo le PE2050+, nel lungo periodo utilizzeranno prevalentemente idrogeno importato. Per quanto concerne gli impianti di incenerimento dei rifiuti (IIR), gli impianti di depurazione delle acque (ARA) e le centrali a biomassa (legno), invece, non sono previsti cambiamenti sostanziali.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Incenerimento rifiuti	420	420	420	420	420	420	420
Altre centrali termiche	360	340	340	600	200	180	2 830
Biomassa (legno)	70	70	70	70	70	70	70
Centrali a biogas	30	120	120	130	250	280	300
Depurazione delle acque	30	30	30	30	30	30	30
Totale*	920	990	980	1 250	970	950	3 650

Tabella 5: Evoluzione delle capacità produttive delle centrali termiche

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung» (incenerimento rifiuti suddiviso in rinnovabile/non rinnovabile; «altre centrali termiche» sotto «neue KW fossil/PtG»)

* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

¹⁰ Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, 2021, <https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-84018.html>

4.4 Geotermia

Ad oggi non esistono centrali geotermiche in Svizzera che producano energia elettrica. Nello scenario 1 e 3 si parte dal presupposto che entro il 2040 vi saranno circa 90 MW installati a livello geotermico. Nello scenario 2, invece, lo sviluppo è inferiore, essendo considerate le condizioni quadro attuali.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Geotermia	-	10	10	10	90	20	90

Tabella 6: Evoluzione delle capacità produttive in ambito geotermico

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung» (Sc. 2 alle condizioni quadro attuali)

4.5 Fotovoltaico

In tutti gli scenari si presuppone un forte sviluppo del fotovoltaico, le cui prospettive di incremento sono massime nello scenario 1, seguito dallo scenario 3. Il potenziamento previsto nello scenario 1 implica, tra il 2019 e il 2030, un incremento annuo di potenza mediamente pari a 690 MWp¹¹ dopodiché, a partire dal 2030, vi sarà un'accelerazione che porterà in media a 1430 MWp all'anno. Nello scenario 2 la dinamica di sviluppo (essendo considerate le condizioni quadro attuali) a partire dal 2030 sarà di gran lunga più lenta, con una media di circa 245 MWp all'anno. La potenza di un impianto fotovoltaico si misura in base alla potenza massima di corrente continua a norma del generatore solare [Wp]. Per generare più energia elettrica nel semestre invernale (ottobre-marzo), il fotovoltaico verrà maggiormente spinto a produrre in quel periodo tramite opportuni incentivi, il che avrà un impatto sulle ore a pieno carico. La quota di produzione durante la stagione fredda aumenterà dal 25% del 2019 al 26% nel 2030 e al 29% nel 2040. Ciò significa che in futuro i moduli FV saranno configurati in maniera tale da produrre di più durante il semestre invernale. Il fotovoltaico rappresenterà dunque una quota costantemente crescente della produzione elettrica invernale.

Le dimensioni medie di un impianto fotovoltaico aumenteranno da 22 kWp nel 2019 a 24 kWp nel 2030 e 26 kWp nel 2040 grazie al migliore sfruttamento delle coperture.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza massima di corrente continua installata [MWp]						
Fotovoltaico	2 520	9 770	7 650	9 730	24 070	10 100	18 610

Tabella 7: Evoluzione delle capacità produttive in ambito fotovoltaico

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung» (Sc. 2 alle condizioni quadro attuali)

4.6 Energia eolica

Il potenziale di sviluppo atteso in ambito eolico in Svizzera è notevolmente inferiore a quello previsto per il fotovoltaico. Negli scenari 1 e 3 si presuppone un incremento pari a circa 1000 MW entro il 2040. Lo scenario 2, basandosi sulle condizioni quadro attuali, non lascia invece grande spazio a nuovi impianti eolici. Lo sviluppo dell'eolico è particolarmente utile ai fini della produzione elettrica nel semestre invernale, essendo la sua quota di produzione elevata in quel periodo (circa il 60%).

Le dimensioni medie di un impianto eolico aumenteranno da 2,5 MW nel 2019 a circa 2,7 MW nel 2030 e 3,0 MW nel 2040.

¹¹ L'acronimo kWp, spesso utilizzato nel fotovoltaico, rappresenta l'unità di misura della potenza Kilowatt-Peak. Essa indica in watt (W) la potenza massima di corrente continua a norma che un impianto fotovoltaico è in grado di erogare.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Produzione elettrica Fonte: PE2050+	Potenza installata [MW]						
Energia eolica	100	310	180	310	1 150	180	1 040

Tabella 8: Evoluzione delle capacità produttive in ambito eolico

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 03 «installierte Leistung»(Sc. 2 alle condizioni quadro attuali)

5 Consumo di energia elettrica

La tabella seguente riporta i quantitativi di energia elettrica consumati. Per ricavare dai valori di consumo le curve di carico, i gestori di rete possono fare tesoro delle loro esperienze maturate all'interno del rispettivo comprensorio in merito ai profili di carico tipici di ciascun gruppo di consumatori, adattando/scalando il loro profilo di carico lordo attuale in base alla variazione prevista nello SCR CH. Nel complesso, le PE2050+ prevedono un calo dei consumi tradizionali e l'arrivo sulla scena di nuovi consumatori per effetto di mobilità elettrica, pompe di calore, Power-to-X e Carbon Capture. A supporto di tali previsioni, lo SCR CH fornisce vari indicatori di dettaglio delle diverse modalità di consumo elettrico ai fini della modellizzazione. Per ciascuna di esse, nello SCR CH viene specificato soltanto il consumo netto di energia elettrica, che non comprende le perdite di rete né i consumi delle pompe delle centrali di pompaggio, calcolati invece nella pianificazione a cura dei gestori di rete.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Consumo elettrico - quantità di energia [TWh]								
Tradizionale*		54,66	49,85	50,06	49,66	45,70	46,30	44,34
Mobilità elettrica, incl. ibridi plug-in*		0,10	2,28	2,39	2,10	7,94	8,32	6,83
Pompe di calore, incl. grandi pompe di calore*		2,44	6,73	6,86	5,50	9,79	10,23	6,96
Power-to-X		0	0,79	0,79	0,79	2,43	2,43	2,43
Carbon Capture		0	0	0	0	0,60	0,60	0,60
Pompe di rilancio		0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
Consumo elettrico netto*		57,89	60,35	60,79	58,74	67,15	68,59	61,86
Elettrificazione - numero [migliaia]								
Veicoli elettrici, incl. ibridi plug-in		40	930	930	870	2 940	2 950	2 520
Pompe di calore, incl. grandi pompe di calore		290	680	700	610	1 010	1 090	860

Tabella 9: Panoramica dell'evoluzione di consumi ed elettrificazione

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01

«Stromverbrauch» (pompe di calore e grandi pompe di calore separate; Power-to-X corrisponde all'elettrolisi; Carbon Capture corrisponde a «Sonstige (inkl. CCS)» Elettrificazione - numero: cifre interne

* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

5.1 Consumo elettrico tradizionale

Nello SCR CH il consumo elettrico tradizionale viene indicato per settore e anno, e suddiviso in quattro ambiti: economie domestiche, industria, servizi (incl. agricoltura) e trasporti. Tutti gli scenari prevedono un calo del consumo elettrico tradizionale di circa il 15-18% entro il 2040. Grazie alle misure di efficienza energetica nel campo dell'illuminazione, degli elettrodomestici e della domotica e alla sostituzione di riscaldamenti elettrici diretti e boiler elettrici, si risparmia corrente elettrica in tutti gli ambiti. Tutti i settori sono indicati senza il consumo di pompe di calore e veicoli elettrici.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Consumo elettrico – quantità di energia [TWh]								
Settore economie domestiche		17,25	14,60	14,63	14,66	12,99	13,04	13,08
Settore industria		17,12	15,56	15,66	15,27	15,03	15,40	13,57
Settore servizi, incl. agricoltura		17,35	16,13	16,15	16,18	13,99	14,00	14,07
Settore trasporti		2,94	3,56	3,61	3,54	3,70	3,87	3,63
Totale*		54,66	49,85	50,06	49,66	45,70	46,30	44,34

Tabella 10: Evoluzione dei consumi energetici tradizionali

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (totale); Excel: «Ergebnissynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 05 Elektrizität (suddivisione in settori; dedotto il consumo pompe di calore e veicoli elettrici)

* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

5.2 Mobilità elettrica

I consumi della mobilità elettrica possono essere indicati, per ciascun anno di riferimento, suddivisi nelle categorie autovetture, VCL (veicoli commerciali leggeri), camion, autobus e ibridi plug-in (PHEV).

L'evoluzione della mobilità elettrica si differenzia, negli scenari 1 e 2, soltanto per i camion e gli autobus elettrici. Lo scenario 2 presuppone un incremento di entrambe le categorie di veicoli, mentre nello scenario 3 lo sviluppo nel suo complesso è leggermente ritardato. Ai puri veicoli elettrici e ai PHEV si aggiungono le auto con tecnologia a celle a combustibile (FCEV) e altri mezzi che in futuro saranno sempre più alimentati con carburanti sintetici.

Nella tabella seguente viene riportato il consumo di energia elettrica dei puri veicoli elettrici a batteria (BEV) e dei PHEV.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantità di energia [GWh]								
Auto elettriche		70	1 380	1 380	1 290	5 600	5 600	4 790
VCL elettrici		0	140	140	100	650	650	530
Camion elettrici		0	60	100	60	250	400	240
Autobus elettrici		0	80	130	50	280	440	200
Ibridi plug-in		20	620	640	610	1 160	1 250	1 070
Totale*		100	2 280	2 390	2 100	7 940	8 340	6 830

Tabella 11: Evoluzione dei consumi energetici della mobilità elettrica

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (totale; suddivisione in base a cifre interne)

* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

Le ipotesi sul numero di veicoli elettrici, sulle potenze di ricarica medie e sulla capacità delle batterie sono riportate nell'allegato 10.1.

5.3 Pompe di calore

Nella tabella seguente vengono riportati i consumi delle pompe di calore nei diversi settori e per il teleriscaldamento. Negli scenari 1 e 2 si ipotizza un maggiore utilizzo di pompe di calore nei settori industriale e dei servizi e per il teleriscaldamento, anziché di gas biogeni e sintetici come nello scenario 3.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantità di energia [GWh]								
PC economie domestiche		1 840	4 610	4 770	4 060	6 920	6 840	5 150
PC industria		150	130	130	120	250	280	160
PC servizi, incl. agricoltura		450	1 020	1 010	910	1 210	1 220	1 020
Grandi pompe di calore per teleriscaldamento		0	980	950	400	2 010	1 910	630
Totale*		2 440	6 730	6 860	5 500	9 790	10 230	6 960

Tabella 12: Evoluzione dei consumi energetici delle pompe di calore

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (totale e grandi pompe di calore separate); Excel: «Ergebnissynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 12 Wärmepumpen (suddivisione in base a cifre interne)

* è il totale arrotondato dei singoli valori esatti

Le ipotesi sul numero di pompe di calore sono riportate nell'allegato 10.1.

5.4 Altri consumi elettrici

Tra gli altri consumi elettrici si annoverano quelli degli impianti «Power-to-X» (PtX), «Carbon Capture and Storage» (CCS) e delle pompe di rilancio delle centrali di accumulazione e pompaggio.

Negli scenari di riferimento, gli impianti PtX sono impianti che mediante l'energia elettrica trasformano, attraverso il processo di elettrolisi, l'acqua in idrogeno (H₂), che a sua volta può essere utilizzato in altri settori (ad es. nei trasporti) (accoppiamento dei settori). In futuro l'idrogeno potrà essere immagazzinato in appositi siti di stoccaggio o immesso nella rete del gas per poi essere destinato al rifornimento di veicoli, alla generazione di calore o alla produzione di energia elettrica. Nello SCR CH questa riconversione in energia elettrica viene considerata nel parametro «altre centrali termiche» («X-to-Power»). Dal punto di vista della rete elettrica, gli impianti PtX vengono considerati innanzitutto come un ulteriore consumo energetico, in parte flessibile. Tenzialmente l'integrazione dei PtX comporta un alleggerimento della rete, dal momento che grazie al loro impiego si riduce la potenza degli impianti di produzione in cui sono installati.

Per realizzare l'obiettivo climatico del «saldo netto pari a zero», è necessario ricorrere alla tecnologia CCS: si tratta di impianti tecnici in grado di filtrare i gas serra (principalmente CO₂) dai gas di scarico degli impianti di combustione (ad es. dei cementifici) o dall'aria atmosferica e di immagazzinarli. Nello SCR CH gli impianti CCS degli inceneritori di rifiuti o delle grandi centrali a biomassa e quelli di cementifici e altre industrie a forte produzione di CO₂ vengono indicati separatamente. Negli scenari 1–3 si ipotizza un incremento analogo degli impianti PtX e dei sistemi CCS. Nell'ulteriore consumo energetico rientrano anche le pompe di rilancio delle centrali di accumulazione e pompaggio.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Quantità di energia [GWh]								
Impianti Power-to-X		0	790	790	790	2 430	2 430	2 430
Carbon Capture in inceneritori / biomassa		0	0	0	0	510	510	510
Carbon Capture in industria / cementifici		0	0	0	0	90	90	90
Pompe di rilancio		690	690	690	690	690	690	690

Tabella 13: Evoluzione della quantità di energia relativa agli altri consumi elettrici

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Stromverbrauch (Power-to-X corrisponde all'elettrolisi; Carbon Capture corrisponde a «Sonstige, inkl. CCS»; ripartizione Carbon Capture in base a cifre interne)

Per quanto riguarda gli impianti PtX si ipotizza che si tratti di impianti da 50 MW di potenza per sito. Nel 2030 saranno pertanto solo sporadici e nel 2040 circa una ventina. Gli impianti CCS degli inceneritori di rifiuti e delle centrali a biomassa hanno in media una potenza di 5 MW, a seconda delle dimensioni degli impianti. Quelli industriali, invece, hanno una potenza media di 1,5 MW a seconda della quantità di gas di scarico. Nel 2040 saranno pochi gli impianti a livello industriale, ma una ventina di inceneritori e di grandi centrali a biomassa saranno provvisti di sistemi CCS.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Potenza installata [MW]								
Impianti Power-to-X		0	260	260	260	1 290	1 290	1 290
Carbon Capture in inceneritori / biomassa		0	0	0	0	60	60	60
Carbon Capture in industria / cementifici		0	0	0	0	10	10	10
Pompe di rilancio		170	170	170	170	170	170	170

Tabella 14: Evoluzione delle potenze installate relative agli altri consumi elettrici

Fonte: [4] Excel: «Umwandlungssynthese» (disponibile solo in tedesco), foglio: 08 Power-to-X (altre cifre interne)

6 Flessibilità

Nella rete elettrica esistono diverse forme di flessibilità che possono essere sfruttate per far sì che la produzione e il consumo siano sempre bilanciati e si evitino congestioni. Gli impianti di produzione modulabili, come le centrali di accumulazione o a gas e i sistemi di stoccaggio presso clienti finali e consumatori flessibili, sono in grado di adeguare in tempi rapidi la loro potenza al fine di garantire l'equilibrio sulla rete elettrica ed eliminare le possibili congestioni. Sul fronte dell'offerta si può intervenire mediante «peak shaving» o «curtailment», il che si traduce nella perdita di una piccola parte di energia prodotta, essendovi una sorta di «depotenziamento» degli impianti che producono in funzione delle risorse disponibili. In questo modo si evita un sovradimensionamento della rete, pur garantendo allo stesso tempo un buon sfruttamento delle energie rinnovabili. Questo SCR CH non fissa valori relativamente all'entità del «peak shaving», non essendovi ancora indicazioni normative al riguardo. Il messaggio adottato dal Consiglio federale il 18 giugno 2021 concernente la «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili»¹² contiene alcune proposte di nuove disposizioni di legge miranti a far sì che i consumatori finali e i gestori di impianti di stoccaggio possano sfruttare la propria flessibilità al servizio del sistema.

Per quanto riguarda lo stoccaggio, occorre distinguere tra batterie decentrali presso i cosiddetti «prosumer» e centrali di pompaggio. Nelle tabelle che seguono viene riportata, per i sistemi di stoccaggio, la potenza totale installata delle pompe o dei caricatori e la capacità di accumulo totale. La capacità delle centrali di pompaggio è determinata dal bacino limitante (lago artificiale superiore o inferiore). Le grandi batterie utilizzate dai gestori di rete, invece, non vengono considerate, essendo impiegate in modi estremamente differenti tra loro. Per le batterie decentrali si ipotizza che siano installate perlopiù sugli impianti fotovoltaici. Le batterie possiedono una capacità di accumulo media pari a 5 kWh ciascuna, a fronte di una potenza di carica mediamente pari a 10 kW. In un'ottica di lungo periodo, si presuppone che il 70% degli impianti FV ne sarà provvisto: nel 2030 e nel 2040 gli impianti dotati di batteria saranno rispettivamente il 30% e il 60% circa. Analogamente, le batterie dei veicoli elettrici vengono considerate soltanto come consumo flessibile, nel senso che è possibile modulare la potenza di carica, ma non è previsto un caricamento bidirezionale. L'evoluzione delle centrali di pompaggio negli scenari 1–3 è identica. Le batterie decentrali si diffonderanno di pari passo con gli impianti FV, per cui la loro crescita è marcata soprattutto nello scenario 1, con oltre 500 000 unità, e nello scenario 3, con 400 000 batterie decentrali previste per il 2040. Nello scenario 2, invece, si parte dal presupposto che nel 2040 vi saranno all'incirca 200 000 batterie.

Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Sistemi di stoccaggio Fonte: PE2050+	Potenza di pompaggio e carico [MW]			Capacità di stoccaggio [GWh]		
Pompe di CP	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Batterie decentrali	-	1 220	5 550	-	0,61	2,78

Tabella 15: Evoluzione dei sistemi di stoccaggio nello scenario 1 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Sistemi di stoccaggio Fonte: PE2050+	Potenza di pompaggio e carico [MW]			Capacità di stoccaggio [GWh]		
Pompe di CP	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Batterie decentrali	-	690	2 330	-	0,48	1,16

Tabella 16: Evoluzione dei sistemi di stoccaggio nello scenario 2 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

¹² Messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili, 2021, <https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-84018.html>

Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Sistemi di stoccaggio Fonte: PE2050+	Potenza di pompaggio e carico [MW]			Capacità di stoccaggio [GWh]		
Pompe di CP	2 620	3 790	5 450	1 060	1 250	1 410
Batterie decentrali	-	1 220	4 290	-	0,61	2,15

Tabella 17: Evoluzione dei sistemi di stoccaggio nello scenario 3 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

La gestione del carico da parte dei clienti finali è denominata «Demand Side Management» (DSM) o, se è il consumo a essere pilotato mediante segnali di prezzo, «Demand Side Response» (DSR). Sul fronte della domanda, in passato si utilizzavano i ricevitori di telecomando e la tariffazione (tra cui anche la doppia tariffa) per pilotare e influenzare i consumi. Si trattava perlopiù di soluzioni rigide, dal momento che le tariffe e gli orari non venivano adattati all'offerta. In futuro saranno ad esempio la ricarica delle batterie dei veicoli elettrici, l'utilizzo delle pompe di calore e l'impiego di impianti PtX a essere parzialmente flessibili. Nello SCR CH viene indicata la percentuale flessibile di veicoli elettrici, pompe di calore e impianti PtX, il cui prelievo di potenza può essere differito nel tempo all'interno della modellizzazione. Nello specifico, la parte flessibile può essere differita in funzione della potenza di carica dei veicoli, della potenza elettrica delle pompe di calore e della capacità delle batterie o della capacità di accumulo di calore degli edifici. Al 2030 questa parte rappresenterà ad esempio dal 71 all'84% dei consumi delle pompe di calore nelle economie domestiche. La parte non flessibile dei consumi, invece, verrà prelevata secondo i consueti profili di carico relativi a veicoli elettrici e pompe di calore. Nel 2040, ad esempio, il 67-70% dell'energia necessaria per i veicoli elettrici verrà prelevato secondo un profilo di carico non flessibile. Gli impianti PtX vengono ipotizzati flessibili al 100% e di norma sono localizzati direttamente presso le centrali ad acqua fluente. In linea di principio sono costantemente in funzione, ma in situazioni di approvvigionamento critiche – ad es. a fine inverno quando i livelli di riempimento dei bacini di accumulo sono minimi – possono essere spenti. Per quanto concerne la mobilità elettrica, nelle tabelle seguenti vengono riportati esclusivamente i veicoli elettrici a batteria (BEV), senza gli ibridi plug-in (PHEV) e i veicoli con tecnologia a celle a combustibile (FCEV). Mancano anche i camion e gli autobus elettrici, che si presume non saranno flessibili e che sono stati descritti al capitolo 5.2. La diffusione dei veicoli elettrici è identica negli scenari 1 e 2, con circa 2 milioni di auto elettriche e 200 000 VCL elettrici (veicoli commerciali leggeri) entro il 2040. Il numero di pompe di calore nelle abitazioni private e nel settore dei servizi è lievemente superiore nello scenario 2 rispetto allo scenario 1, mentre nello scenario 3 lo sviluppo nel suo complesso è leggermente più lento. Altre ipotesi sul numero di veicoli elettrici e pompe di calore sono riportate nell'allegato 10.1.

Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flessibilità Fonte: PE2050+	Numero [n]			di cui parte flessibile [%]		
Auto elettriche	27 000	498 000	1 962 000	-	17	33
VCL elettrici	700	45 000	203 000	-	17	33
Pompe di calore economie domestiche	287 000	669 000	997 000	-	80	76
Pompe di calore servizi, incl. agricoltura	4 300	7 700	11 500	-	51	44
Impianti Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Tabella 18: Ipotesi relative alla flessibilità nello scenario 1 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
Flessibilità Fonte: PE2050+	Numero [n]			di cui parte flessibile [%]		
Auto elettriche	27 000	498 000	1 962 000	-	17	33
VCL elettrici	700	45 000	203 000	-	17	33
Pompe di calore economie domestiche	287 000	685 000	1 067 000	-	77	70
Pompe di calore servizi, incl. agricoltura	4 300	10 500	17 300	-	52	44
Impianti Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Tabella 19: Ipotesi relative alla flessibilità nello scenario 2 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Flessibilità Fonte: PE2050+	Numero [n]			di cui parte flessibile [%]		
Auto elettriche	27 000	460 000	1 656 000	-	15	30
VCL elettrici	700	33 000	164 000	-	15	30
Pompe di calore economie domestiche	287 000	601 000	845 000	-	91	93
Pompe di calore servizi, incl. agricoltura	4 300	6 900	8 700	-	57	52
Impianti Power-to-X	0	5	28	-	100	100

Tabella 20: Ipotesi relative alla flessibilità nello scenario 3 secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

7 Estero

La rete di trasporto svizzera dipende in larga misura dagli sviluppi del settore energetico e dalla politica energetica dell'UE, così come dall'integrazione della Svizzera nel mercato elettrico europeo. Lo SCR CH fornisce pertanto una serie di indicazioni relative all'evoluzione del comparto energetico in Europa e all'entità delle capacità di frontiera, di cui tenere conto nella simulazione di mercato.

7.1 Evoluzione del settore energetico

Gli sviluppi del settore energetico in Europa vengono considerati tenendo conto, oltre che delle PE2050+, anche degli scenari dell'ENTSO, che nel luglio del 2020 ha pubblicato gli scenari europei di energia elettrica e gas per il TYNDP2020 [3].

Per quanto concerne lo sviluppo nell'Unione Europea, gli scenari 1 e 3 rimandano allo scenario «Distributed Energy» (cfr. spiegazioni in merito al capitolo 3), che presuppone un maggior numero di impianti di produzione decentralizzati e una forte crescita di fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas». I «prosumer» sono al centro e partecipano attivamente al mercato energetico. Per quanto riguarda lo scenario 2, l'evoluzione all'interno dell'UE viene ipotizzata sulla base dello scenario «Global Ambition», che prevede un crescente numero di impianti di produzione centralizzati e un efficientamento dei loro costi per effetto delle economie di scala. È il caso, ad esempio, degli impianti eolici offshore nel nord e di grandi impianti fotovoltaici nel sud dell'Europa. Tutto ciò determinerà, nel complesso, maggiori flussi di transito tra i Paesi europei.

Attraverso la simulazione di mercato effettuata nell'ambito della pianificazione della rete mediante gli indicatori dello SCR CH per la Svizzera e gli scenari summenzionati per l'UE, Swissgrid sarà in grado di individuare i flussi energetici futuri, tenendone debitamente conto nella pianificazione della rete.

7.2 Definizione delle capacità di frontiera

Le capacità di trasporto tra i Paesi e le singole aree di mercato costituiscono la base per il commercio e lo scambio di energia elettrica. Come parametro attendibile per la definizione delle capacità di frontiera ai confini svizzeri si utilizza la «Net Transfer Capacity» (NTC), che stabilisce il valore delle capacità di frontiera utilizzabili a fini commerciali tenendo conto della sicurezza di rete. I valori NTC differiscono pertanto dalle capacità fisicamente installate sulle linee transfrontaliere. Ai fini dell'importazione e dell'esportazione, nell'esercizio operativo della rete i valori NTC vengono armonizzati, per ogni ora e confine svizzero, con il «Transmission System Operator» (TSO) vicino, dopodiché tali capacità vengono messe progressivamente a disposizione del mercato mediante aste annuali/mensili/giornaliere e «allocazioni intraday». Diversamente da quanto avviene per le frontiere svizzere, in buona parte dell'Europa si è già introdotto il sistema automatizzato del «Flow-Based Market Coupling» (FBMC) per stabilire e assegnare le capacità nell'esercizio quotidiano delle reti di trasporto. Ai fini della pianificazione a lungo termine della rete, sinora in Europa si sono utilizzati i valori NTC, mentre in futuro sarà possibile ricorrere anche al sistema «Flow-Based». Nella tabella seguente vengono riportati i valori NTC massimi assegnati nel 2020 e quelli previsti per il 2025 a perimetro di rete completo, per frontiera e direzione. I valori NTC per il 2025 considerano la rete di trasporto europea attuale e i progetti di un suo ampliamento, che dovranno essere realizzati e messi in esercizio entro il 2025. Tali progetti sono già in fase di attuazione, o in uno stadio avanzato, e gli incrementi dei valori NTC sono armonizzati con i TSO vicini.

Anno	2020	2025
Capacità di frontiera (NTC) Fonte: Swissgrid / TYNDP2020 Referenz Grid	Capacità [MW]	
AT -> CH (importazione)	1 200	1 200
DE -> CH (importazione)	2 000	3 000
FR -> CH (importazione)	3 700	3 700
IT -> CH (importazione)	1 910	1 910
CH -> AT (esportazione)	1 200	1 200
CH -> DE (esportazione)	4 000	4 200
CH -> FR (esportazione)	1 400	1 700
CH -> IT (esportazione)	4 800	5 000

Tabella 21: Valori NTC per il 2020 e il 2025 a perimetro di rete completo, per frontiera e direzione

Un ulteriore impatto sulle capacità di importazione della Svizzera potrebbe essere determinato dalle regole attualmente definite nell'ambito del «Clean Energy Package» dell'UE, che prevedono un'ottimizzazione delle capacità di scambio tra gli Stati dell'Unione Europea. Ciò dicasi, in particolare, per le disposizioni vigenti in materia di capacità minima di scambio: entro la fine del 2025, infatti, i Paesi europei dovranno riservare almeno il 70% delle capacità transfrontaliere agli scambi tra gli Stati membri dell'UE.

Nella prassi quotidiana, le capacità di frontiera effettivamente disponibili per l'approvvigionamento elettrico saranno inferiori rispetto ai valori massimi rappresentati nella Tabella 21 a perimetro di rete completo – a seconda della disponibilità della rete e del parco di centrali, della produzione e dei consumi attesi e del carico della rete nei Paesi confinanti. Le possibilità di esportazione presumibilmente limitate dei Paesi limitrofi e i conseguenti vincoli sulle possibilità di importazione della Svizzera devono essere tenuti in considerazione nelle riflessioni sulla sicurezza di approvvigionamento elettrico, ad esempio nelle analisi sulla System Adequacy (abbinate alle analisi dei rischi).

I parametri quantitativi per il dimensionamento delle reti elettriche nell'ambito della loro pianificazione devono essere fissati per determinate ore dell'anno, indipendentemente da eventuali limitazioni alle possibilità di importazione. In caso contrario, l'importazione di elettricità sarebbe costantemente ridotta, ossia anche in periodi dell'anno in cui i Paesi confinanti con la Svizzera sarebbero in grado di esportare.

7.3 L'assenza di un accordo sull'energia e le sue ripercussioni sulle reti elettriche

L'assenza di un accordo sull'energia elettrica con l'UE non costituisce uno scenario a sé, sebbene il fatto che non sia più possibile prevedere quando sarà stipulato si ripercuote su tutti gli scenari dello SCR CH. Un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE prevederebbe sostanzialmente il recepimento su vasta scala degli acquis comunitari¹³ e regolamenterebbe l'accesso alle piattaforme di mercato europee e al conseguente accoppiamento dei mercati¹⁴.

Senza un accordo sull'energia elettrica, per integrare Swissgrid nei processi tecnici occorrerà in particolare trovare regolamentazioni separate con cui garantire la sicurezza operativa della rete di trasporto svizzera. Nello specifico, si tratta di risolvere temi quali i flussi di carico imprevisti e la conseguente maggiore sollecitazione di elementi critici della rete, il crescente ricorso al «redispatch» ecc. Ciò potrebbe anche rendere necessari ulteriori investimenti nella rete di trasporto svizzera al fine di mantenere la stabilità della rete elettrica del nostro Paese, proteggerla dai sovraccarichi provenienti dall'estero e garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Come citato al capitolo 7.2, le regole stabilite nel «Clean Energy Package» dell'UE possono avere un impatto sulle capacità di trasporto della Svizzera. Il mancato accesso ai mercati, inoltre, comporta una serie di conseguenze a livello economico, che si concretizzano ad esempio nella tendenza a un aumento dei prezzi all'ingrosso e in limitate possibilità di smercio della produzione elettrica nazionale, nello specifico dell'energia idroelettrica svizzera, all'estero. Nel complesso, l'assenza di un accordo sull'energia elettrica si ripercuote negativamente sull'operatività di sistema delle reti elettriche, sulle possibilità di importazione e sull'economia nazionale.

Qualora la situazione dovesse acuirsi limitando ulteriormente le importazioni, ai sensi dell'articolo 9 capoverso 2 LAEI il Consiglio federale può sin d'ora indire pubbliche gare per l'acquisizione di energia elettrica. Se in seguito all'allacciamento di nuove centrali, ad esempio, dovessero scaturire requisiti più stringenti per le reti elettriche, i gestori dei livelli LR1 e LR3 dovranno tenerne conto nei loro piani pluriennali ai sensi dell'articolo 9d capoverso 1 LAEI (entrato in vigore il 1° giugno 2021).

¹³ Per acquis comunitari europei s'intendono tutte le disposizioni di legge dell'UE in ambito elettrico.

¹⁴ Accoppiamento tra l'assegnazione di capacità e di elettricità al fine di un utilizzo più efficiente delle capacità di trasporto limitatamente disponibili tra i diversi Paesi e le diverse zone di offerta.

8 Altri parametri

Questo capitolo contiene alcuni dati relativi al contesto energetico di cui i gestori di rete devono tenere conto nelle simulazioni. Il costo delle materie prime e del CO₂, ad esempio, influisce sull'utilizzo delle centrali e sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Altri dati di riferimento possono essere desunti direttamente dalla documentazione relativa alle PE2050+ e, se non presenti in tale sede, dai documenti aggiornati dell'ENTSO sul TYNDP2020.

Anno Scenario	2019	2030			2040		
		Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Costo delle materie prime Fonte: World Energy Outlook (WEO) 2018, PE2050+							
Carbone [USD / MWh]	12	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Greggio [USD / barile]	70	72	72	72	64	64	64
Gas naturale [USD / MWh]	24	26	26	26	26	26	26
Costo del CO₂ Fonte: WEO 2018, PE2050+							
CO ₂ [USD / t]	28	33	33	33	140	140	140
Economia Fonte: UST 2015, Seco 2019							
Popolazione [in migliaia]	8 624	9 492	9 492	9 492	10 016	10 016	10 016
Prodotto interno lordo [mld. CHF]	703	805	805	805	893	893	893
Clima Fonte: MeteoSvizzera							
Gradi giorno di riscaldamento	3 191	3 105	3 105	3 105	3 054	3 054	3 054
Gradi giorno di raffreddamento	175	193	193	193	198	198	198

Tabella 22: Altri parametri per la pianificazione della rete

Fonte: [4] Ergebnissynthese (disponibile solo in tedesco), foglio: 01 Annahmen und Rahmendaten

8.1 Costo delle materie prime e del CO₂

Sulla base degli scenari, l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) pubblica ogni anno una previsione a medio e lungo termine chiamata «World Energy Outlook» [6]. In essa viene rappresentato l'andamento dei costi delle materie prime e del CO₂, fermo restando che per lo SCR CH si è considerata l'evoluzione dei prezzi secondo lo scenario dell'AIE «Sustainable Development» (SDS). Per quanto concerne l'andamento dei prezzi del CO₂, in linea di principio si utilizzano i medesimi scenari di quelli dell'AIE relativi al costo delle materie prime, sebbene per il 2030 i valori (33 USD per t CO₂) siano stati desunti anche dallo scenario «New Policy» (NPS) onde tenere conto della politica UE fino a quell'anno. Per il 2040, invece, si possono utilizzare i prezzi dello scenario SDS del «World Energy Outlook» (140 USD per t CO₂). Nello scenario NPS il costo sarebbe di 38 USD per t CO₂.

8.2 Dati economici globali

In linea di principio tutti gli scenari si basano sui medesimi dati macroeconomici relativi a popolazione, congiuntura economica e trasporti. Per la popolazione si utilizzano i risultati dello scenario di riferimento A-00-2015 dello studio pubblicato nel 2015 dall'Ufficio federale di statistica (UST) [7]. Per quanto riguarda l'andamento congiunturale, invece, si sono utilizzate le previsioni di prodotto interno lordo (PIL) della Segreteria di Stato dell'economia (SECO) [8]. Per le percorrenze dei trasporti, infine, ci si è riferiti ai risultati delle Prospettive di traffico 2040 a cura dell'Ufficio federale dello sviluppo territoriale (ARE) [9]. In tutte le proiezioni lo SCR CH utilizza lo scenario di riferimento delle Prospettive di traffico 2040.

8.3 Dati climatici e meteorologici

Alla base dei calcoli per la determinazione dei profili di immissione in rete dell'energia fotovoltaica ed eolica, nelle PE2050+ si sono utilizzati i dati meteorologici tratti dai «NASA MERRA 2» reanalysis data¹⁵. Come anno meteorologico per le modellizzazioni, nelle PE2050+ si è deciso di utilizzare il 2012. Il motivo di tale scelta è da ricondurre al fatto che, all'epoca, il sistema elettrico dovette superare

¹⁵ NASA MERRA 2 reanalysis data: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

una serie di criticità (basse temperature a febbraio abbinate a una moderata velocità del vento e a un basso irraggiamento solare).

Nei suoi scenari, l'ENTSO rimanda ai dati meteorologici del proprio «Pan European Climate Database» (PECD). Anche da questi è possibile ricavare i profili di immissione in rete dell'energia fotovoltaica ed eolica.

9 Regionalizzazione

Per il successivo calcolo della rete, gli indicatori dello SCR CH relativi a produzione, stoccaggio e consumo in Svizzera devono essere ripartiti sui singoli nodi di rete appartenenti ai livelli di tensione da analizzare. Tale operazione è necessaria per poter calcolare i flussi di carico ed effettuare la modellizzazione della rete, essendo l'unico modo possibile per determinare i flussi tra i singoli nodi.

Lo SCR CH oggetto di approvazione da parte del Consiglio federale si concentra sulla definizione di indicatori nazionali per ciascuno scenario e anno di riferimento. A sua integrazione, l'UFE mette a disposizione – a livello di Ufficio – una guida alla metodologia di regionalizzazione quale supporto per i gestori di rete. In essa vengono proposti alcuni metodi su come ripartire gli indicatori sui comprensori e successivamente sui nodi di rete. La guida dell'UFE non fa parte dello SCR CH e non è giuridicamente vincolante. La concreta organizzazione della regionalizzazione rimane competenza e responsabilità dei gestori di rete interessati.

Ai fini della regionalizzazione degli indicatori nazionali dello SCR CH da parte dei gestori di rete, è necessario un allineamento delle ipotesi regionali sull'andamento della produzione e dei consumi con i Cantoni interessati (ai sensi dell'articolo 9c capoverso 2 LAEI).

10 Appendice

10.1 Ulteriori dati relativi a mobilità elettrica e pompe di calore

Nelle tabelle che seguono sono riportati in dettaglio ulteriori dati relativi a veicoli elettrici e pompe di calore secondo le modellizzazioni contenute nelle PE2050+, utili a comprendere meglio le indicazioni sui consumi energetici di cui ai capitoli 5.2 e 5.3. La composizione dell'intero parco veicoli può essere desunta dalle PE2050+.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Numero [n]								
Auto elettriche		27 000	498 000	498 000	460 000	1 962 000	1 962 000	1 666 000
VCL elettrici		700	45 000	45 000	33 000	203 000	203 000	164 000
Camion elettrici		28	900	1 900	800	4 400	8 400	4 100
Autobus elettrici		23	700	1 200	400	2 600	4 400	1 700
Ibridi plug-in		16 000	387 000	388 000	379 000	769 000	775 000	692 000

Tabella 23: Evoluzione del parco veicoli della mobilità elettrica secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

La potenza di ricarica media indicata nella tabella seguente corrisponde alla potenza delle stazioni di ricarica a domicilio e sul posto di lavoro. Eventuali valori superiori si riferiscono a stazioni di ricarica pubbliche. Nelle PE2050+ si ipotizza che il 10% delle ricariche avvenga presso stazioni pubbliche.

Fonte: PE2050+	Anno	2019	2030	2040	2019	2030	2040
		Potenza di ricarica [kW]			Capacità della batteria [kWh]		
Auto elettriche e VCL elettrici		4,9	6,0	7,0	72,1	97,8	109,0
Camion e autobus elettrici		9,8	12,0	14,0	637,8	832,3	916,7

Tabella 24: Ipotesi relative alle potenze di ricarica medie e alla capacità delle batterie nel campo della mobilità elettrica, secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

Nella tabella seguente viene riportato il numero di pompe di calore. La composizione dell'intera produzione di calore può essere desunta dalle PE2050+.

Fonte: PE2050+	Anno Scenario	2019	2030			2040		
			Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3	Sc. 1	Sc. 2	Sc. 3
Numero [n]								
PC economie domestiche		287 000	669 000	685 000	601 000	997 000	1 067 000	845 000
PC industria		1 400	1 000	1 400	900	2 400	3 900	1 400
PC servizi, incl. agricoltura		4 300	7 700	10 500	6 900	11 500	17 300	8 700
Grandi pompe di calore per teleriscaldamento		-	1 600	1 600	700	3 300	3 200	1 000

Tabella 25: Evoluzione del numero di pompe di calore secondo la modellizzazione delle PE2050+ (non pubblicata)

10.2 Indicatori relativi agli scenari del «Ten-Year Network Development Plan» 2020

Nella figura seguente è rappresentato l'andamento di alcuni indicatori riferiti all'UE-28 in base agli scenari del TYNDP2020 dell'ENTSO [3]. Fotovoltaico, biogas e «Power-to-Gas» registrano l'evoluzione più marcata in assoluto nello scenario «Distributed Energy», mentre nello scenario «Global Ambition» è l'eolico a crescere maggiormente.

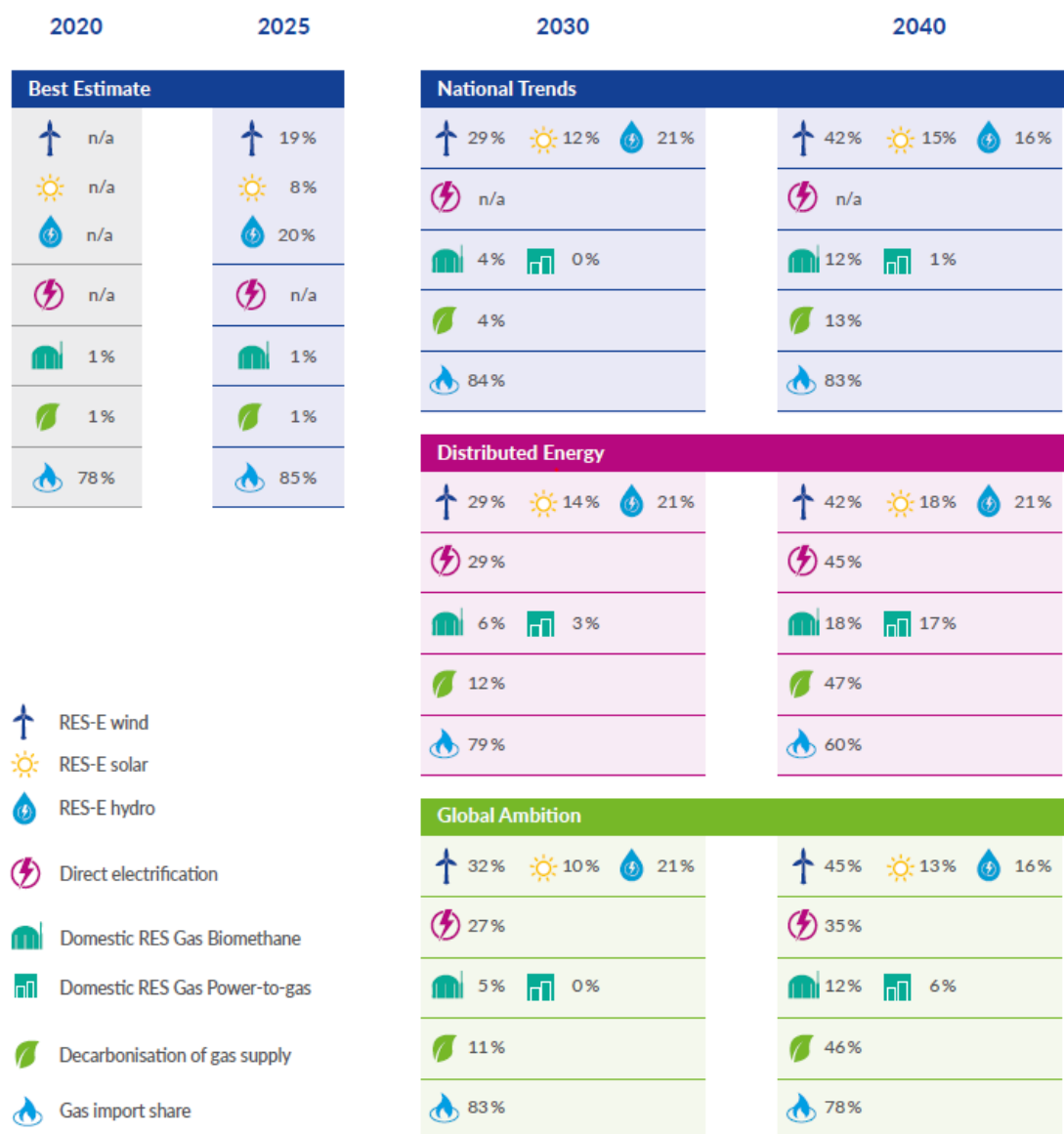


Figura 9: Andamento degli indicatori degli scenari riferiti all'UE-28 secondo il TYNDP2020 dell'ENTSO

Elenco delle abbreviazioni

AEE	Organizzazione mantello dell'economia per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica
AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
AIE	Agenzia internazionale dell'energia (International Energy Agency)
ARE	Ufficio federale dello sviluppo territoriale
Auto	Autovetture
BEV	Battery electric Vehicle (veicolo elettrico a batteria)
CBA	Cost-Benefit-Analysis
CH	Confoederatio Helvetica
CHF	Franco svizzero
CN	Centrale nucleare
CO ₂	Anidride carbonica
COG	Cogenerazione
CP	Centrale di pompaggio
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
DC	Distribution Code
DE	Scenario «Distributed Energy» del TYNDP 2020
Dena	Agenzia tedesca per l'energia
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EiCom	Commissione federale dell'energia elettrica
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica)
FBMC	Flow-Based Market Coupling
FCEV	Fuel cell electric vehicle (veicolo elettrico con tecnologia a celle a combustibile)
FFS	Ferrovie federali svizzere
FR	Ferrovia retica
FV	Fotovoltaico
GA	Scenario «Global Ambition» del TYNDP 2020
GeV	Centrale a ciclo combinato gas-vapore
GJ	Gigajoule
GL CRR	Gruppo di lavoro sul coordinamento regionale in materia di sviluppo delle reti
GRD	Gestore della rete di distribuzione (LR3-7)
GRT	Gestore della rete di trasporto (LR1)
GS	Gas serra
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
Hz	Hertz
IAE	Imprese d'approvvigionamento elettrico
IIR	Impianto di incenerimento dei rifiuti
IPE	Impianti di produzione elettrica
kV	Kilovolt
LAEl	Legge sull'approvvigionamento elettrico
LEne	Legge sull'energia
LPT	Legge sulla pianificazione del territorio
LR	Livello di rete
MW	Megawatt
NCCS	National Centre for Climate Service

NECP	National Energy and Climate Plan di tutti gli Stati membri dell'UE
NET	Tecnologie a emissioni negative
NOVA	Ottimizzazione della rete prima del potenziamento e ampliamento
NPE	Scenario «Nuova politica energetica» delle PE2050
NT	Scenario «National Trends» del TYNDP 2020
NTC	Net Transfer Capacity (capacità di trasferimento della rete)
NV	Scenario «Nessuna variazione» delle PE2050 e PE2050+
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
OPT	Ordinanza sulla pianificazione del territorio
PE	Prospettive energetiche
PECD	Pan European Climate Database
PHEV	Plug-in-Hybrid electric vehicle (veicolo elettrico ibrido plug-in)
PIL	Prodotto interno lordo
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
RCP	Representative Concentration Pathway
RS2025	Rete strategica di Swissgrid al 2025
SCR CH	Scenario di riferimento per la Svizzera
SCR	Scenario di riferimento
SE 2050	Strategia energetica 2050
SECO	Segreteria di Stato dell'economia
SES	Fondazione svizzera per l'energia
SWV	Associazione svizzera di economia delle acque
t	Tonnellata
TIR	Camion
TSO	Transmission System Operator (= GRT)
TWh	Terawattora
TYNDP	ten year network development plan (piano di sviluppo delle reti) dell'ENTSO
UE	Unione Europea
UFAM	Ufficio federale dell'ambiente
UFE	Ufficio federale dell'energia
UFT	Ufficio federale dei trasporti
USD	United States Dollar
UST	Ufficio federale di statistica
VCL	Veicoli commerciali leggeri
WEO	World Energy Outlook

Bibliografia

1	Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz, Deutsche Energie Agentur GmbH, 2013 (disponibile solo in tedesco) https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGliYX/Rpb24vZG93bmVvYVQvNzMwMg==.html
2	Rete strategica 2025, Swissgrid 2015 https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-brochure-it.pdf
3	TYNDP 2020 Szenario Report, ENTSO, 2020 https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf
4	Prospettive energetiche 2050+, UFE, 2020 https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/politica/prospettive-energetiche-2050-plus.html
5	Studio sul potenziale di sviluppo dell'energia idroelettrica in Svizzera, UFE, 2019 https://www.bfe.admin.ch/bfe/it/home/novita-e-media/comunicati-stampa/mm-test.msg-id-76258.html
6	World Energy Outlook, AIE, 2019 https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019
7	Scenari dell'evoluzione demografica della Svizzera 2015 –2045, UST, 2015 https://www.bfs.admin.ch/bfsstatic/dam/assets/350324/master
8	Sviluppo del PIL svizzero secondo diversi scenari, SECO, 2019 https://www.seco.admin.ch/seco/it/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumpolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html
9	Prospettive di traffico 2040, ARE, 2016 https://www.are.admin.ch/are/it/home/mobilita/basi-e-dati/prospettive.html