



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
Sezione Reti

Novembre 2022

Rapporto concernente gli esiti della consultazione sullo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti

N. di registrazione: BFE-471.3-20/10/11



BFE-D-DD883401/175

Indice

1.	Premessa e oggetto della consultazione.....	3
2.	Procedura e destinatari	3
3.	Elenco dei partecipanti alla consultazione.....	3
4.	Sintesi dei temi principali.....	4
5.	Risultati della consultazione per gruppi di partecipanti	6
5.1.	Istanze dei Cantoni (incluse EnDK e CGCA).....	6
5.2.	Istanze dei partiti politici rappresentati nell'Assemblea federale	11
5.3.	Istanze delle associazioni mantello nazionali dell'economia	15
5.4.	Istanze di commissioni e conferenze	16
5.5.	Istanze del settore elettrico	16
5.6.	Istanze del settore dell'industria e dei servizi.....	25
5.7.	Istanze delle organizzazioni per la protezione dell'ambiente e del paesaggio	27
5.8.	Altre organizzazioni attive nell'ambito della politica energetica e delle tecniche energetiche.....	28
5.9.	Altri partecipanti alla consultazione.....	31
6.	Elenco delle abbreviazioni	33
7.	Elenco dei partecipanti alla consultazione.....	35

1. Premessa e oggetto della consultazione

Secondo l'articolo 9a della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), l'Ufficio federale dell'energia (UFE) elabora uno scenario di riferimento (SCR CH) finalizzato alla pianificazione delle reti. Per l'elaborazione dello SCR CH, l'UFE si basa sugli obiettivi di politica energetica della Confederazione e sui dati economici globali, tenendo conto del contesto internazionale. Lo SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è vincolante per le autorità per quanto concerne le questioni relative alle reti elettriche di trasporto (livello di rete 1, 380/220 kV) e di distribuzione sovregionali (livello di rete 3, da 36 a 220 kV). Per i gestori di rete, lo SCR CH rappresenta una base di consenso politico, da cui si può ricavare la necessità di potenziamento della rete ed elaborare o aggiornare la propria pianificazione pluriennale. I documenti sono disponibili sul sito dell'[UFE](#) e della [CaE](#).

2. Procedura e destinatari

Nella sua riunione del 24 novembre 2021, il Consiglio federale ha aperto la consultazione sullo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche, che si è conclusa il 10 marzo 2022.

Il presente rapporto sintetizza i pareri formulati (sintesi non esaustiva)¹. Dopo un elenco dei partecipanti alla consultazione, il capitolo 4 riassume i risultati della procedura. Successivamente vengono riportati in maniera dettagliata i pareri espressi dalle parti, suddivisi per gruppi di partecipanti (capitolo 5).

3. Elenco dei partecipanti alla consultazione

Nell'ambito della consultazione sono pervenuti in totale 51 pareri. Vi hanno contribuito tutti i Cantoni e 4 dei partiti rappresentati nell'Assemblea federale.

Partecipanti per categoria	Pareri pervenuti
Cantoni	26
Partiti politici rappresentati nell'Assemblea federale	4
Associazioni mantello nazionali dell'economia	2
Commissioni e conferenze	3
Settore elettrico	6
Settore dell'industria e dei servizi	2
Organizzazioni per la protezione dell'ambiente e del paesaggio	4
Altre organizzazioni attive nell'ambito della politica energetica e delle tecniche energetiche	2
Altri partecipanti alla consultazione	2
Totale pareri	51

¹ Ai fini dell'elaborazione del progetto da porre in consultazione sono stati considerati, soppesati e valutati tutti i pareri ai sensi dell'art. 8 della legge federale sulla procedura di consultazione (LCo; RS 172.061)

4. Sintesi dei temi principali

Quale nuovo strumento utile alla pianificazione delle reti, lo SCR CH viene sostanzialmente accolto con favore. Soltanto l'UDC respinge lo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche nella sua forma odierna. La maggior parte dei pareri formulati fa riferimento alle ipotesi e agli indicatori dello SCR CH.

Qui di seguito vengono riportati alcuni temi cardine della consultazione:

Consumo di energia elettrica

Swissgrid, USS, Cantoni, PLR, UDC, PSS, Alleanza del Centro, SES, Pronatura e PUSCH ritengono che gli indicatori relativi al consumo di energia elettrica siano troppo bassi. Chiedono di ricontrattare l'aumento dei consumi e adeguare i valori dello SCR CH, essendo i tre scenari poco differenziati tra loro a livello di consumi elettrici, mentre altri studi e gli sviluppi attuali (ad es. per quanto riguarda i centri di calcolo) lasciano presagire un incremento più cospicuo dei medesimi.

Fotovoltaico

Da parte di Swissgrid, PSS, SES, WWF, Pronatura e PUSCH il potenziamento del fotovoltaico viene considerato troppo ridotto. Si chiede di integrare nello SCR CH una gamma sufficientemente ampia di possibili sviluppi futuri. Dovrebbe dunque esserci uno scenario che vada oltre i target di politica energetica o gli obiettivi ritenuti più probabili sul piano politico.

Energia idroelettrica

UDC, il Canton Berna e il Canton Ticino sono critici nei confronti delle ipotesi sull'idroelettrico formulate nello SCR CH, ritenendole troppo ottimistiche. Essi ritengono che i progetti esistenti non siano redditizi. L'AES e l'SWV chiedono che nello SCR CH vengano integrati i progetti della Tavola rotonda, così da poter anticipare al momento opportuno gli eventuali adeguamenti necessari alla rete elettrica.

Ipotesi relative all'estero

Swissgrid, il Cantone AG e Greenconnector AG chiedono che le ipotesi relative all'estero di cui al TYNDP2020 di ENTSO tengano conto di tutti gli scenari e quindi includano anche quello denominato «Natural Trends». Si chiede inoltre che il TYNDP2022 non pubblicato venga utilizzato come base di riferimento per i dati.

Accordo sull'energia elettrica con l'UE

EnDK, PLR, UDC, USAM e AES chiedono che si tenga conto dell'impatto derivante dall'assenza di un accordo sull'energia elettrica e che si provveda a un adeguamento quanto più rapido possibile dello SCR CH non appena dovessero esserci progressi rilevanti per le reti sul fronte dell'accordo. Il Consiglio federale viene sollecitato a trovare soluzioni con l'UE o almeno con i Paesi circostanti.

Politica di sicurezza

Secondo alcuni Cantoni e l'UDC non è possibile scindere gli elementi del comparto energetico dagli aspetti inerenti alla politica di sicurezza. Nello SCR CH andrebbe inserito un ulteriore capitolo che descriva la stretta correlazione tra la necessità di mantenere la stabilità della rete elettrica svizzera, tutelarsi da un eventuale sovraccarico dall'estero e garantire un'elevata sicurezza di approvvigionamento per la popolazione e l'economia, da un lato, e le misure di protezione in caso di interruzioni di corrente o attacchi informatici e la riduzione della dipendenza dall'importazione di energia elettrica, dall'altro.

Coordinamento tra Confederazione e Cantoni

Swissgrid, AES, alcuni Cantoni, Primeo e Regiogrid chiedono che sia la Confederazione, e non i gestori di rete, a doversi occupare del coordinamento con i Cantoni e dell'allineamento con i piani energetici cantonali. Ritengono indispensabile che i dati di partenza per l'allestimento degli scenari vengano innanzitutto condivisi a livello nazionale, affinché il documento in consultazione possa rappresentare una base trasparente e vincolante per la pianificazione delle reti. In particolare, occorrerebbe tenere conto degli elementi della pianificazione energetica e dei piani direttori senza che parallelamente tutti i gestori di rete debbano interfacciarsi e coordinarsi con i singoli uffici pubblici.

Orientamento degli scenari all'obiettivo del saldo netto pari a zero

L'UDC e l'USAM ritengono che l'obiettivo del saldo netto pari a zero e il potenziamento delle rinnovabili siano assolutamente irrealistici. Servirebbe almeno uno scenario senza tale obiettivo o forte ampliamento delle rinnovabili. PSS, SES, WWF, Pronatura e PUSCH chiedono uno scenario che preveda una transizione energetica accelerata, affinché gli obiettivi della Confederazione al 2050 possano essere raggiunti già nel 2035.

Nuovo scenario estremo

PSS, SES, WWF, Pronatura e PUSCH chiedono uno scenario estremo, come quello contenuto nello studio di Frontier Economics «Analisi della collaborazione tra Svizzera e UE in materia di energia elettrica» del settembre 2021, che preveda ad es. un raddoppio del transito di energia elettrica attraverso la Svizzera: l'Italia esporta dalla Germania molta energia elettrica in estate e ne importa parecchia in inverno.

5. Risultati della consultazione per gruppi di partecipanti

5.1. Istanze dei Cantoni (incluse EnDK e CGCA)

EnDK, AI, AR, BL, JU, LU, NE, NW, OW, SH, SO, TG, UR, ZG, ZH

La EnDK e i Cantoni AI, AR, BL, JU, LU, NE, NW, OW, SH, SO, TG, UR, ZG, ZH hanno avanzato le seguenti richieste:

Il Consiglio federale è invitato a illustrare i possibili effetti, ad oggi individuabili, tecnicamente rilevanti per la rete dovuti all'assenza di un accordo sull'energia elettrica e a evidenziare quali siano le casistiche coperte dai tre scenari di riferimento selezionati.

Qualora si registrino progressi significativi per la rete sul fronte dell'accordo sull'energia elettrica, si riescano a siglare altri accordi tecnicamente rilevanti per la rete oppure nei principali Stati confinanti si evidenzino variazioni tecniche sostanziali e determinanti, lo scenario di riferimento dovrà essere verificato e adeguato in tempo utile (art. 9a cpv. 5 LAEI).

Il Consiglio federale è sollecitato a cercare soluzioni con l'UE, o quanto meno con i Paesi limitrofi rilevanti per la Svizzera, onde poter preservare la stabilità delle reti, sfruttare a tal fine le capacità delle centrali ad accumulazione svizzere – estremamente flessibili – ed evitare inutili costi per i consumatori finali.

AI, AR, BE, BL, LU, OW, SH, VS

I Cantoni AI, AR, BE, BL, LU, OW, SH, VS hanno avanzato le seguenti richieste:

Nello scenario di riferimento occorre evidenziare ancora più chiaramente la diversa probabilità che si concretizzino i singoli scenari, specificando anche i rischi e le opportunità che ne conseguono.

Le implicazioni sul fronte della politica di sicurezza che detti scenari prefigurano devono essere illustrate in un capitolo a parte.

Argovia

Il Canton Argovia chiede di verificare le ipotesi sulla produzione elettrica (in particolare quella geotermica) e sull'incremento del fabbisogno di elettricità (nello specifico, i centri di calcolo) ed eventualmente di adeguare tali valori nello scenario di riferimento.

Il Cantone ritiene che lo scenario «National Trends» di ENTSO-E debba essere integrato, o quanto meno considerato, nello scenario di riferimento.

Lo scenario di riferimento e il processo di regionalizzazione devono essere coordinati tra loro a livello di tempistiche e contenuti, eventualmente facendo sì che quest'ultimo diventi parte integrante dello scenario di riferimento. In fase di elaborazione e aggiornamento delle Prospettive energetiche è necessario integrare e considerare debitamente gli obiettivi cantonali.

La Confederazione deve definire rapidamente condizioni quadro atte a fare chiarezza, così da accelerare il potenziamento delle rinnovabili e di eventuali centrali a gas.

Berna

Il Canton Berna ritiene che, in tutti e tre gli scenari, le previsioni relative al potenziamento dell'idroelettrico e dell'eolico siano troppo ottimistiche, soprattutto alla luce del fatto che in passato

vari progetti sono stati bloccati da procedure di ricorso o hanno dovuto essere notevolmente ridimensionati.

Basilea Campagna

Il Cantone di Basilea Campagna chiede di utilizzare per lo SCR CH le ultime versioni aggiornate delle fonti consultate per prezzi delle materie prime, andamento demografico e sviluppo del PIL.

Basilea Città

Il Cantone di Basilea Città chiede quanto segue: nel progetto in consultazione, al punto 2.1 (pag. 12), si indica giustamente che i gestori di rete, alla luce del loro fabbisogno regionale (differente), possono adeguare le ipotesi formulate nello SCR CH. Il Cantone di Basilea Città ritiene quest'affermazione corretta. La sua richiesta è che tale eccezione venga sancita come condizione permanente all'interno dello SCR CH.

Ginevra

Il Canton Ginevra chiede di sottolineare, in vista dell'imminente processo di regionalizzazione degli indicatori nazionali dello scenario di riferimento e alla luce dei requisiti specifici delle reti, che questi non sono gli unici parametri di cui necessitano i gestori di rete ai fini della loro pianificazione. Ne occorrono di ulteriori, nell'ambito di questo processo, che qui tuttavia non vengono esplicitamente citati, come ad es. gli intenti e gli orientamenti dei Cantoni in materia di pianificazione del territorio e di energia. In questo capitolo andrebbe pertanto chiarito che i dati devono essere elaborati d'intesa con i Cantoni. Ritiene inoltre opportuno svolgere insieme a questi ultimi gli studi necessari al fine di rappresentare in maniera articolata queste diverse scale.

Glarona

Il Canton Glarona chiede quanto segue: lo studio sul potenziale di sviluppo dell'energia idroelettrica, ad esempio, non tiene sufficientemente conto degli effetti del risanamento del comparto idrico e dell'applicazione dei criteri relativi ai deflussi residuali nei rinnovi delle concessioni e sopravvaluta il potenziamento delle nuove centraline. Nelle Prospettive energetiche 2050+ non si considera abbastanza il fatto che, in futuro, il biogas proveniente dagli impianti di depurazione non verrà sicuramente più utilizzato per la produzione di energia elettrica, bensì verrà perlopiù immesso nella rete del gas sotto forma di biogas. Nelle Prospettive energetiche l'utilizzo di batterie decentrali viene rappresentato in chiave troppo ottimistica, senza tenere conto del fatto che la loro scarsa efficienza determina un cospicuo aumento del consumo elettrico totale. Decisamente troppo ottimistica, invece, è la stima dell'impiego di energia eolica.

I dati relativi al contesto energetico (tabella 22) si basano su cifre del 2019, che si discostano notevolmente dai reali valori di mercato per gli anni 2023-2025. Si consideri ad esempio il prezzo del CO₂: l'ipotesi nel rapporto sullo scenario di riferimento al 2030 è di 33 USD/t, mentre il prezzo effettivo per il contratto front year (8 febbraio 2022) è di 97.98 euro/t.

Il criterio del bilancio annuo in pareggio (scenario 1 «Riferimento») ha una rilevanza tutt'al più accademica, visto che l'elettricità prodotta in estate (soprattutto durante i fine settimana) sarà destinata a perdere costantemente d'importanza e il suo valore a tendere a zero, mentre la significatività e il prezzo dell'energia invernale, soprattutto nei periodi molto freddi, cresceranno sensibilmente. Esporre un bilancio su energie così differenti tra loro in termini di valore non è ammissibile. L'obiettivo di un bilancio annuo in pareggio non va perseguito ed è assolutamente fuori luogo in un documento di base sui futuri investimenti nelle reti.

Il Canton Glarona chiede che il rapporto sugli scenari di riferimento illustri meglio gli ultimi dati relativi alla disponibilità di ulteriore potenziale produttivo e al futuro assetto del mercato e che

venga rivisto in tal senso. Il rapporto «Scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche» ha un forte impatto sugli investimenti futuri, per cui deve rappresentare in modo attendibile le evoluzioni attese negli anni a venire, cosa che il presente rapporto non garantisce.

Grigioni

Il Canton Grigioni chiede quanto segue: 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. Di conseguenza, il futuro sviluppo del mercato europeo interno dell'energia e la relativa inclusione della Svizzera avranno un impatto decisivo sullo scenario di riferimento 2030/2040.

Il Canton Grigioni ritiene che lo scenario di riferimento 2030/2040 elaborato per la pianificazione delle reti elettriche sia sostanzialmente logico e comprensibile.

Esprime tuttavia alcune riserve in merito agli obiettivi di potenziamento che esso definisce per le varie tecnologie. Secondo il Cantone, per raggiungere i target prefissati occorre creare un contesto più favorevole agli investimenti e risolvere i conflitti d'interesse tra approvvigionamento energetico, da un lato, e protezione dell'ambiente e della natura, dall'altro.

Il capitolo 4.3 «Centrali termiche» è troppo generico secondo il Canton Grigioni. Dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, il Cantone ritiene che l'impiego di grandi centrali a gas sia da considerarsi problematico, essendo la Svizzera priva di serbatoi degni di nota, il che a sua volta si ripercuote negativamente sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Anche per quanto riguarda l'ipotesi descritta di utilizzare l'idrogeno per le centrali a gas, occorre assicurare che la sua disponibilità e la capacità di stoccaggio necessaria siano opportunamente pianificate. In caso di criticità, infatti, bisogna presupporre che la catena di fornitura verso la Svizzera non sia garantita.

Nel capitolo 8.2 «Dati economici globali» viene riportato, tra i vari elementi, lo scenario di riferimento 2015-2045 dell'Ufficio federale di statistica (UST). Il Cantone segnala che nel frattempo sono stati pubblicati dati più aggiornati con gli scenari 2020-2050 dell'UST.

Nidvaldo

Il Canton Nidvaldo chiede che negli scenari si tenga conto dei carichi estremi a cui può essere soggetta la rete (prelievo massimo con immissione minima di energia elettrica e prelievo minimo con immissione massima).

San Gallo

Il Canton San Gallo si chiede se lo SCR CH possa effettivamente semplificare le procedure autorizzative per gli elettrodotti, sgravandole dalla questione del fabbisogno. Trattandosi di un documento su scala altamente aggregata, esso non entra nel dettaglio delle specificità territoriali, per cui non è chiaro come vi si possa ricavare la necessità o meno di un dato elettrodotto. Anche se, a integrazione dello SCR CH, l'UFE mette a disposizione una guida alla metodologia di regionalizzazione quale supporto per i gestori di rete, si ritiene che vi siano grosse difficoltà a livello metodologico. Gli indicatori nazionali consentono solo limitatamente di formulare affermazioni in merito alla necessità di ampliamenti della rete. Un forte potenziamento delle energie rinnovabili prodotte a livello decentralizzato, ad esempio, non significa necessariamente che vi sia la necessità di ampliare i livelli di rete 1 e 3.

Un'altra criticità è rappresentata dalla dimensione temporale degli indicatori. Tutti gli scenari segnalano che, soprattutto nel semestre invernale, occorrerà importare energia elettrica. Purtroppo questi importanti indicatori non sono contenuti nello SCR CH. Anche in questo caso gli indicatori nazionali non sono sufficientemente dettagliati.

Alla luce delle lacune summenzionate, si dubita che lo SCR CH possa rivelarsi efficace come base per la pianificazione delle reti di trasporto e di distribuzione ad alta tensione.

Ticino

Se per quanto concerne la forma dello scenario di riferimento il parere è positivo, il Canton Ticino esprime invece alcune riserve materiali, come indicato qui di seguito.

Nello scenario di riferimento oggetto della consultazione vengono illustrati tre scenari, considerando «un ampio ventaglio di possibili sviluppi» e indicando che «tutti gli scenari hanno come obiettivo la neutralità climatica della Svizzera entro il 2050». La modalità operativa è quindi dettata dagli obiettivi superiori della politica energetica che vengono definiti nella Strategia Energetica 2050 sulla base delle analisi e delle valutazioni contenute nelle Prospettive energetiche 2050+. Lo scenario di riferimento è pertanto elaborato sugli obiettivi di politica energetica della Confederazione, sui dati economici globali e considerando il contesto internazionale. L'obiettivo è quello di garantire, grazie a una strategia di elaborazione dell'informazione e di gestione delle conoscenze, che la visione generale del sistema possa venir applicata concretamente per la pianificazione delle reti.

Questa impostazione è tuttavia confrontata con alcune insicurezze a livello di dati di partenza, ad esempio per quel che concerne i dati relativi alla produzione e al consumo di elettricità, all'evoluzione tecnologica e a tutta una serie di altre varianti, che non hanno ancora trovato un consenso tale da poter rappresentare una base di partenza sufficientemente solida su cui sviluppare lo scenario di riferimento per la pianificazione delle reti. Si tratta in particolare degli scenari relativi al consumo futuro di elettricità poco differenziati fra di loro, alle previsioni troppo ottimistiche di incremento della produzione idroelettrica anche rispetto alle recenti conclusioni della tavola rotonda sulla forza idrica, o alle ottimistiche previsioni di sviluppo delle nuove fonti energetiche rinnovabili, confrontate nella pratica con tutta una serie di problematiche a livello economico, tecnico, procedurale e ambientale.

Alla luce di quanto precede si ritiene fondamentale che i dati di partenza su cui costruire uno scenario di riferimento siano dapprima condivisi a livello nazionale affinché il documento in consultazione possa rappresentare una base trasparente e vincolante per la pianificazione della rete.

Un aspetto operativo è quello indicato di passaggio al capitolo 9 dello scenario di riferimento, ossia il processo di regionalizzazione. Esso prevede una delega di competenza e di responsabilità ai gestori di rete. Questo compito non può essere semplicemente delegato ai gestori di rete interessati, ma dev'essere coordinato tra l'Ufficio federale dell'energia ed i Cantoni, in maniera tale da garantire un allineamento e una coerenza con i rispettivi piani energetici cantonali.

Una simile modalità operativa è già stata adottata nel Canton Ticino per i livelli di rete superiore nell'ambito del Piano settoriale degli elettrodotti. Infatti la pianificazione degli elettrodotti in Ticino avviene con un approccio integrato, che considera e mette in relazione da subito gli aspetti territoriali e ambientali con le esigenze di funzionalità e di economicità della rete. Dal 2013, il Cantone, l'Azienda elettrica Ticinese (AET), Swissgrid e le FFS hanno sottoscritto una convenzione con cui viene attivata una collaborazione volta a pianificare la futura rete degli elettrodotti secondo principi di riordino e di coerenza su scala regionale e cantonale tramite uno «Studio generale sulle reti ad alta e altissima tensione in Ticino». Il metodo di lavoro adottato prevede analisi ad ampio raggio, la presa in considerazione di tutte le possibili soluzioni, che sono progressivamente filtrate sulla base di criteri oggettivi e, di volta in volta, oggetto di valutazione da parte di tutti i partner. L'intero processo è infatti condotto da una direzione strategica in cui sono presenti tutti gli attori, accompagnata da un gruppo operativo e da operatori esterni. Tale studio rappresenta un approccio innovativo che integra i bisogni dei gestori di rete, le esigenze tecniche e gli aspetti di pianificazione del territorio ed è assunto a modello di riferimento anche per altri Cantoni.

Il testo in italiano presenta nella tabella n.1 a pag. 4 alcuni dati relativi al consumo elettrico netto completamente errati e divergenti dalla versione in lingua tedesca dello stesso documento.

Vaud

Il Canton Vaud condivide il parere della Conferenza dei direttori cantonali dell'energia (EnDK) sull'oggetto in consultazione, così come la preoccupazione circa l'assenza di un accordo sull'energia elettrica con l'UE. Pur essendo auspicabile approfondire questo punto, sottolinea il fatto che si tratta di un tema di breve periodo e che in realtà è difficile pianificare un'evoluzione delle posizioni politiche su un orizzonte temporale di 10 o 20 anni.

Non andrebbero dunque ridotte le capacità di importazione/esportazione nazionali. Ciononostante, e benché la problematica non sia direttamente connessa allo scenario di riferimento, pare inevitabile suggerire interventi rapidi al fine di limitare i flussi non programmati a livello della Svizzera con strumenti tecnici differenti dal semplice ridispacciamento, che blocca e consuma determinate unità di produzione.

D'altro lato, lo scenario di riferimento sembra non considerare il crescente proliferare in Svizzera dei centri di calcolo, che hanno un consumo di energia elettrica estremamente elevato. Nel Canton Vaud sono attualmente in corso alcuni sondaggi tra i distributori di energia elettrica per capire che tipo di domande di allacciamento siano loro pervenute. Pur trattandosi soltanto di richieste temporanee, per cui non vi è ancora la certezza che saranno tutte realizzate, dai primi riscontri emerge che nel Cantone potrebbero sorgere centri di ricerca con una potenza allacciata compresa tra 250 e 500 MW. Qualora questa tendenza dovesse confermarsi anche per altre imprese svizzere, gli scenari di riferimento dovranno tenere conto di questa dinamica alla luce dell'enorme impatto sul consumo elettrico e sul carico della rete. Il Consiglio di Stato propone che la Confederazione verifichi con i principali gestori della rete di distribuzione (GRD) il livello delle domande di allacciamento per potenze superiori a 10 MW ed eventualmente aggiorni lo scenario di riferimento sulla base di tali informazioni. Il fabbisogno energetico derivante dalla digitalizzazione dovrebbe essere analizzato e anticipato così da essere integrato nelle varie pianificazioni energetiche.

Nel progetto in consultazione si afferma che l'UFE ha predisposto una guida alle metodologie di regionalizzazione a titolo di supporto per i GRD. Pare che questa pubblicazione non sia ancora disponibile. È dunque necessario che l'UFE provveda a pubblicare tale documento unitamente alla versione definitiva dello scenario di riferimento.

Il Cantone rileva altresì che lo scenario di riferimento stabilisce gli obiettivi da conseguire entro il 2030/2040 e contemporaneamente prospetta il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 (obiettivo: saldo netto delle emissioni pari a zero). Per allineare lo scenario al raggiungimento degli obiettivi climatici, occorre dunque che la percentuale di veicoli elettrici da considerare sia superiore (al Governo vodese preme tuttavia ricordare la sua volontà di puntare innanzitutto sul rafforzamento del trasferimento del traffico ai mezzi pubblici e alla mobilità attiva). In caso contrario si avrà una situazione in cui o gli obiettivi climatici non verranno raggiunti o continuerà a esserci il rischio di un sottodimensionamento del fabbisogno di energia elettrica per la mobilità. Nello specifico il Consiglio di Stato riscontra come lo scenario di riferimento paia non tenere conto del valore dei consumi elettrici indicato nelle Prospettive energetiche 2050+ per la mobilità (42 PJ, ossia 12 TWh), essendo le cifre considerate ben al di sotto di tale proiezione (tra 6,8 e 8,3 TWh). Segnala altresì che le proiezioni delle Prospettive energetiche 2050+ gli sembrano troppo basse rispetto all'andamento attuale della mobilità elettrica. Si ritiene dunque inevitabile rivedere in dettaglio il paragrafo su tale argomento.

In merito allo stesso tema, l'Appendice 10.1 del documento in consultazione mostra che, entro il 2040, in Svizzera potrebbero esserci tra 1,7 e 2 milioni di auto elettriche e tra 0,7 e 0,8 milioni di auto ibride plug-in. In base al numero di veicoli attualmente in circolazione in Svizzera e alle stime sulla sua evoluzione da oggi al 2040, fino ad allora dovrebbero dunque esistere ancora circa 1,5 milioni di auto con motore a scoppio. Considerato il ritmo generale con cui si rinnova il parco veicoli si riscontra che, sulla base di tali ipotesi, anche oltre i periodi considerati nello scenario di riferimento, ma non oltre il 2050 – anno in cui è stata fissata la neutralità climatica – probabilmente continuerà a esserci una

fetta consistente di veicoli con motori termici. Tra l'altro non si sa esattamente quale sia il contributo effettivo dei veicoli ibridi plug-in al raggiungimento degli obiettivi climatici.

In sintesi, il Canton Vaud ritiene pertanto indispensabile riprendere in dettaglio il paragrafo sulla mobilità elettrica e considerare con maggiore attenzione l'andamento attuale della domanda di nuovi centri di calcolo e strutture analoghe.

5.2. Istanze dei partiti politici rappresentati nell'Assemblea federale

Alleanza del Centro

L'Alleanza del Centro apprezza gli sforzi volti a creare sicurezza nella pianificazione del settore elettrico, ma è scettica nei confronti degli scenari prospettati.

Con l'attuazione della Strategia energetica 2050, la conseguente decarbonizzazione voluta dal mondo politico e il progressivo abbandono del nucleare si presume che il fabbisogno elettrico aumenterà considerevolmente nei prossimi decenni e che vi sarà uno spostamento verso una produzione elettrica decentralizzata, in parte irregolare, che richiederà un potenziamento e una conversione della necessaria infrastruttura. Per garantire un approvvigionamento elettrico a tutto tondo, le reti rivestono un'importanza cruciale, essendo un anello fondamentale della catena tra produttori, consumatori e lo stoccaggio di energia.

Alla luce di quanto detto, l'Alleanza del Centro apprezza il fatto che, con lo strumento dello scenario di riferimento, si disponga ora di una base che consenta ai gestori della rete di trasporto e della rete di distribuzione sovragionale di stimare la necessità di ampliamento della rete e pianificare i relativi interventi in un'ottica di lungo periodo. Tutto ciò è fondamentale soprattutto nell'ottica della sicurezza della pianificazione, ma anche ai fini dell'uniformità della pianificazione delle reti, del coordinamento e dello scambio di informazioni tra i gestori. Ci si aspetta che tale pianificazione si traduca in investimenti nella rete elettrica efficaci e compatibili con gli obiettivi futuri.

L'Alleanza del Centro è tuttavia scettica nei confronti degli scenari delineati. Lo scenario pilota dovrebbe partire da un'analisi coerente della situazione da parte di tutti gli operatori. Le diverse stime del fabbisogno elettrico a cura dell'UFE e della ECom – in particolare in vista del deficit invernale che potrebbe materializzarsi in un prossimo futuro – sono ritenute molto insoddisfacenti. Visto l'influsso che il fabbisogno elettrico esercita sulla pianificazione della rete, l'Alleanza del Centro chiede che tra gli operatori del comparto elettrico si proceda a un chiarimento rapido e fondato di detto fabbisogno. In un postulato del gruppo parlamentare, inoltre, si suggerisce di orientare maggiormente lo scenario pilota ad altri fattori, quali la carenza d'acqua, le minori importazioni di energia elettrica dall'estero o anche la problematica degli annosi iter autorizzativi e dei regolamenti di opposizione validi per l'infrastruttura di rete. Anche la possibilità di effettuare degli stress test dovrebbe essere tenuta in considerazione.

PLR. I Liberali

Il PLR è critico nei confronti delle ipotesi alla base dello scenario di riferimento. Pur essendo comprensibile e corretto, ai sensi dell'art. 9a cpv. 1 LAEI, il fatto che l'Ufficio federale competente faccia riferimento alla propria analisi (Prospettive energetiche 2050+), sussistono dubbi fondati in merito all'attualità di tale disamina. Il PLR, ad esempio, non riesce a spiegarsi perché nessuno scenario abbia tenuto conto delle conseguenze derivanti dalla rottura delle trattative sulla convenzione quadro istituzionale con l'Unione europea. Le ripercussioni sulla stipula di un accordo sull'energia elettrica con l'UE e le complicazioni per la successiva integrazione nel mercato europeo dell'elettricità (secondo la regola del 70%) dovrebbero pesare sullo scenario di riferimento in maniera molto più incisiva, considerato il peso delle importazioni energetiche. Troppo vaghi, in particolare, i passaggi relativi agli effetti rilevanti che il mancato accordo sull'energia elettrica comporta sulle reti elettriche. Questo fattore, infatti, ha anche conseguenze dirette sulla pianificazione dell'esercizio della rete di trasporto da parte di Swissgrid, che in tali condizioni non può sapere come si prefigurerà il carico

delle reti, ad esempio, con la stipula di nuove convenzioni (ad es. con la regione di calcolo delle capacità CORE).

Altrettanto opinabili sono, secondo il PLR, le ipotesi sui consumi elettrici futuri e il conseguente carico delle reti. Da quando sono state presentate per la prima volta le Prospettive energetiche 2050+ da parte dell'UFE nel novembre del 2020, vari indicatori rilevanti sono mutati. Oltre ai cambiamenti sul fronte dell'integrazione nel mercato europeo dell'elettricità e all'obiettivo di velocizzare gli iter autorizzativi, vanno considerate anche le recenti delibere pubblicate dalla Tavola rotonda, con cui quest'ultima annuncia di voler dare una spinta in avanti ai progetti idroelettrici. Da vari ulteriori studi, inoltre, è emerso che le ipotesi e analisi dell'UFE in merito ai futuri consumi di elettricità sono decisamente troppo ottimistiche. Secondo l'art. 9a cpv. 3 LAEI gli scenari di riferimento devono coprire l'intero ventaglio dei probabili sviluppi nel settore energetico. Da questo punto di vista, i tre scenari presentati sono troppo simili tra loro. Il PLR invita pertanto il Consiglio federale ad apportare le dovute correzioni e a presentare anche uno scenario che ipotizzi un consumo di elettricità ancora maggiore (ad esempio anche nel campo della mobilità elettrica) e che dunque copra una gamma sufficientemente ampia di sviluppi futuri.

Partito socialista svizzero

Il PSS chiede quanto segue: questo primo scenario di riferimento rappresenta uno strumento di gestione indispensabile per garantire una realizzazione efficace e attendibile della transizione energetica nell'arco dei prossimi 20 anni. Per la sua elaborazione l'UFE (ai sensi dell'art. 9a LAEI) si è basato sugli obiettivi di politica energetica della Confederazione, sui dati economici globali e sul contesto internazionale, di cui le «Prospettive energetiche 2050+» – recentemente riviste ed estremamente dettagliate – costituiscono una fonte di dati essenziale sotto il profilo della politica energetica. Pur essendo una prassi corretta e coerente, la critica espressa nei confronti delle «Prospettive energetiche» dalle associazioni ambientaliste e condivisa in parte dal PS svizzero può essere estesa anche allo «scenario di riferimento».

Per poter fungere da solida base di pianificazione, lo scenario di riferimento deve rappresentare nel modo più esaustivo possibile l'intero ventaglio di ipotesi realistiche, per cui è fondamentale che si tenga conto anche delle proiezioni più estreme. Tutti gli scenari e le varianti di evoluzione alla base delle Prospettive energetiche 2050+ (ZERO base, ZERO A, ZERO B e ZERO C) si collocano tuttavia ben al di sotto di ciò che sarebbe necessario e anche possibile dal punto di vista climatico – si tratta piuttosto di un «proseguimento della politica energetica attuale». Rispetto al potenziamento delle energie rinnovabili, in particolare del FV, le PE2050+ rappresentano unicamente l'aspettativa minima in assoluto sul piano della politica climatica, per cui si addicono solo limitatamente a diventare strumento innovativo al servizio della politica.

Una spinta allo sviluppo del fotovoltaico (nei prossimi 10-15 anni) potrebbe essere determinata da misure politiche e quindi realizzarsi in tempi molto più rapidi rispetto a quanto ipotizzato nelle Prospettive energetiche. È dunque un aspetto di cui tenere conto in una pianificazione di rete, con orizzonti temporali della giusta durata. In caso contrario, potrebbe esservi il rischio che le capacità della rete di trasporto e delle reti di distribuzione sovraregionali pianificate in base allo «scenario di riferimento 2030/2040» si trasformino in un nuovo collo di bottiglia sistemico. Idealmente questi possibili sviluppi dovrebbero quindi essere mappati nell'ambito di ulteriori scenari, anche solo per il fatto che – a causa dell'orizzonte temporale estremamente dilatato – ciascuno di essi è generalmente gravato da enormi incertezze (soprattutto per quanto concerne il contesto internazionale).

Le sfide del cambiamento climatico, inoltre, determinano non solo una rapida e forte crescita del fotovoltaico, ma anche una maggiore elettrificazione, che il consumo elettrico massimo stimato negli scenari non copre. Vari altri scenari pubblicati (ad es. Nordmann, Grossen, Rechtsteiner, ma anche Axpo e McKinsey) calcolano per il 2040 un consumo energetico annuo maggiore, compreso tra 5 e 15 TWh.

Anche la scelta di attingere alle PE2050+ per ricavare i cicli di vita delle centrali nucleari è un'ipotesi tutt'altro che scevra di incertezze (e allo stesso tempo ha un enorme impatto sulla rete elettrica): spegnere una centrale nucleare (CN) per ragioni economiche, infatti, è possibile in qualunque momento, considerato che una maggiore percentuale di energie rinnovabili dipendenti dalle condizioni meteorologiche determinerà fasi più frequenti e prolungate di prezzi bassi – un contesto economicamente difficile per l'operatività delle centrali nucleari. A causa della vetustà delle CN e del crescente rischio che ne consegue, inoltre, non è escluso che si verifichino guasti non programmati – l'energia nucleare è soggetta a fluttuazioni imprevedibili, come dimostrano l'esempio della Francia o lo spegnimento prolungato della centrale nucleare di Leibstadt all'inizio dell'inverno 2021/2022.

Le forti variazioni nei profili di produzione dei Paesi confinanti hanno già evidenziato in passato come improvvisamente possano risultare nuovi regimi di transito e di importazione/esportazione: l'Italia, ad esempio, esporta energia elettrica in estate da circa 10 anni, mentre tra la Francia e la Germania si è venuta a creare negli anni passati una situazione di importazione/esportazione sempre più estrema, con ripercussioni sulla rete svizzera. Con lo scenario di riferimento proposto, le dinamiche di transito estreme non sono garantite.

La sicurezza dell'approvvigionamento elettrico futuro può essere realizzata non solo con un ampliamento della rete, ma anche con una gestione mirata dei carichi. Tale opzione dovrebbe essere oggetto di uno scenario che sfrutti le possibilità offerte dai sistemi di controllo e di regolazione intelligenti. A tal fine, tuttavia, occorrerebbe innanzitutto creare le basi giuridiche con cui sancire l'obbligo di utilizzo di tali sistemi (ad es. tramite adeguamento, cfr. art. 17b LAEI).

Sulla base dello scenario di riferimento i gestori definiscono una rete target, la cui attuazione – come ci insegna il passato – procede spesso a ritmi estremamente rallentati a causa delle lungaggini burocratiche. Se le future sfide dell'approvvigionamento elettrico richiedono più progetti di rete, i medesimi devono essere realizzabili. Occorre pertanto verificare se non sia possibile, per i progetti di rete, semplificare le procedure di pianificazione e autorizzazione analogamente a quanto accade per gli impianti idroelettrici ed eolici più significativi, a condizione che si tutelino gli interessi della protezione della natura, dell'ambiente e dei monumenti.

Si segnala infine che la definizione di tre soli scenari (ai sensi dell'art. 9a LAEI) è fortemente limitante. È praticamente impossibile rappresentare in una compagine così ristretta i vari sviluppi potenziali in Svizzera e all'estero.

Per ampliare il perimetro degli scenari, è necessario includere le seguenti varianti:

Scenario «Transizione energetica accelerata»: le Prospettive energetiche 2050+ vengono attuate entro il 2035 (anziché il 2050). Una fonte di dati alternativa per questo scenario può essere rappresentata dal nuovo scenario energetico globale «Sicurezza dell'approvvigionamento e protezione del clima» di Greenpeace Svizzera: https://www.greenpeace.ch/static/planet4-switzerland-stateless/2022/03/eadac73f-gp_energy_revolution_it_v1_lowres.pdf. Occorre tenere conto sia di una maggiore produzione fotovoltaica sia di un incremento dei consumi elettrici.

Scenario «Ipotesi estreme nel transito di energia elettrica»: nella variante 1 il transito è a zero, nella variante 2 il transito aumenta fortemente (ad es. raddoppio: l'Italia esporta dalla Germania molta energia elettrica in estate e ne importa parecchia in inverno). Lo studio «Analisi della collaborazione tra Svizzera e UE in materia di energia elettrica» (Frontier Economics, settembre 2021) ha già delineato simili scenari. La variante 3 ipotizza elevati transiti lungo l'asse nord-sudovest.

Scenario «Consumatori modulabili»: in questo scenario si ipotizza che il consumo dei carichi modulabili possa essere impiegato nel 2040 al servizio della rete.

Unione democratica di centro

L'UDC respinge lo scenario di riferimento 2030/2040 per la pianificazione delle reti elettriche nella sua forma odierna: la Strategia energetica 2050 è fallita, la Svizzera sta scivolando in una catastrofe a cascata e non esiste un piano realistico né un responsabile per scongiurare l'imminente carenza di energia elettrica e garantire un potenziamento sufficiente della capacità produttiva.

Da uno studio dell'Empa (2019) emerge chiaramente che, nonostante l'incremento dell'efficienza energetica, il consumo di elettricità è destinato ad aumentare notevolmente in seguito alla crescente mobilità elettrica, alla decarbonizzazione in ambito edilizio e al progresso della digitalizzazione. In concreto, l'Empa prevede per i prossimi anni una crescita dei consumi elettrici nell'ordine del 25%, ossia di 13,7 terawattora. Oltre a questo aumento dei consumi (+13,7 TWh), incidono in modo massiccio anche lo spegnimento delle centrali nucleari (-24 TWh) e le perdite di forza idrica per l'incremento dei deflussi residuali (-3,7 TWh).

Queste dinamiche non trovano riscontro negli indicatori riportati negli scenari (cfr. pag. 4) che, dipingendo un quadro più roseo, ipotizzano al 2040 un aumento dei consumi nell'ordine di circa 4-9 TWh. Sul fronte della produzione, si prevede che la crescente domanda energetica verrà compensata da un aumento particolarmente elevato dell'energia fotovoltaica (oltre alla geotermia, all'eolico e ad altri vettori energetici).

Per una serie di fattori tecnici, politici e di pianificazione del territorio, tuttavia, è assolutamente irrealistico pensare di poter realizzare un potenziamento a tutto tondo dell'energia solare, geotermica ed eolica nell'ordine di grandezza necessario (40 TWh). Ci si dimentica del fatto che, ad oggi, i tanto proclamati obiettivi di espansione sono stati tutti mancati – sia in ambito idroelettrico che nel campo dell'energia eolica, geotermica, da biomassa o fotovoltaica.

- Sul fronte dell'energia eolica vige un blocco totale: per costruire un parco eolico in Svizzera occorrono in media 20 anni. Raramente, inoltre, vi sono condizioni di vento ottimali;
- per quanto riguarda l'idroelettrico, invece, siamo a un passo dall'esaurimento. Pur essendovi alcuni progetti, e pur essendo stato individuato del potenziale da parte dell'UFE, il problema è che sono tutto fuorché redditizi. Ad oggi sono pochi i progetti per i quali sono stati richiesti contributi agli investimenti;
- la Confederazione voleva produrre fino al 10% dell'energia elettrica con la geotermia – ad oggi una promessa caduta nel vuoto;
- un'espansione rapida e a 360 gradi del fotovoltaico non è realistica – per motivi tecnici, finanziari, legali e politici.

Il fatto che la strategia energetica non possa funzionare è illustrato in modo allarmante anche da uno studio dell'Empa pubblicato il 1° febbraio 2022: in esso sono stati calcolati 3 diversi scenari in cui vengono spente le centrali nucleari – già solo questa condizione presuppone, come requisito di base, 16 m² di pannelli solari pro capite, una batteria di accumulo di 9 kWh per ogni abitante, nonché 4 centrali di pompaggio grandi quanto la centrale di «Grande Dixence». Lo scenario a «elettrificazione totale» richiede 48 m² di pannelli solari pro capite, una batteria di accumulo di 26 kWh per ogni abitante e ulteriori 13 centrali di pompaggio – non ci sono nemmeno abbastanza valli idonee per realizzarle.

Gli altri due scenari presuppongono 25 tubi pieni di idrogeno sul San Gottardo o 12 volte la superficie dei tetti della Svizzera, con prezzi dell'energia pari fino a 9600 franchi all'anno pro capite. Per citare le parole del direttore dell'istituto di ricerca: *«Dobbiamo dunque abbandonare l'idea di poter coprire l'intero nostro fabbisogno energetico con energia rinnovabile prodotta entro i confini nazionali»*. È chiaro che la premessa e gli scenari illustrati nel rapporto in consultazione non costituiscono una base realistica adeguata per la pianificazione delle reti.

È un dato di fatto che nel 2020 non si è raggiunto nemmeno l'obiettivo minimo di produzione elettrica da fonti rinnovabili (solare, eolica, geotermica, biomassa). Alla luce di ciò, le previsioni e gli

indicatori pressoché privi di fondamento non sono per nulla plausibili e risuonano come inni alla perseveranza dal sapore eco-religioso – contro ogni ragione oggettiva.

Nel rapporto manca inoltre una disamina dell'immigrazione di massa. Sembrerebbe che l'Ufficio federale competente non sia a conoscenza della «migrazione» passata e tuttora in atto. Ma dal 2000 il consumo di elettricità in Svizzera è aumentato complessivamente del 10%, anche se il valore pro capite è diminuito del 6,9%. Non serve a nulla investire in costose misure di efficientamento energetico e risparmiare elettricità se, allo stesso tempo, ogni anno c'è un'immigrazione di massa proveniente dall'UE grande quanto la città di Bienne.

Anche la prospettiva di un accordo sull'energia elettrica con l'UE rimane irrealistica, tanto più che anche le capacità dei Paesi confinanti – soprattutto nel semestre invernale – stanno diminuendo. In caso di ammanco sul lato dell'offerta, sarebbe la Svizzera a risentirne. L'assenza di un accordo sull'energia elettrica deve comunque essere valutata in uno scenario a sé. Nello scenario di riferimento, inoltre, manca chiaramente un'indicazione logica circa le probabilità di sua concretizzazione, che devono essere rappresentate in maniera approfondita unitamente ai rischi e alle opportunità.

Un altro elemento mancante sono i principali rischi rilevanti sul piano della politica di sicurezza. In vista di una carenza di energia elettrica, invece, va considerato che vi è una stretta correlazione tra la necessità di mantenere la stabilità della rete elettrica svizzera, tutelarsi da un eventuale sovraccarico dall'estero e garantire un'elevata sicurezza di approvvigionamento, da un lato, e le misure di protezione in caso di interruzioni di corrente o attacchi informatici e la riduzione della dipendenza dall'importazione di energia elettrica, dall'altro. Gli scenari devono quindi essere ponderati in base alla loro rilevanza sul piano della politica di sicurezza.

Per quanto riguarda lo sviluppo del settore energetico, la disponibilità di energia all'estero e il relativo andamento dei prezzi illustrati nello scenario di riferimento si deve ammettere che, alla luce dell'attuale situazione in Ucraina, è praticamente impossibile definire scenari realistici con un orizzonte temporale al 2040 e che la probabilità che subentrino rischi (di importazione) rilevanti è incalcolabile.

Si precisa infine che la modernizzazione, la digitalizzazione, l'espansione e la sicurezza delle reti elettriche svizzere rivestono un ruolo fondamentale per l'UDC e la sicurezza dell'approvvigionamento. Le strategie e le ipotesi alla base degli scenari sono chiaramente dettate da quel mainstream ecologista tanto prevalente nella politica, da cui – costi quel che costi – non ci si deve discostare.

5.3. Istanze delle associazioni mantello nazionali dell'economia

Unione sindacale svizzera

Nel complesso, tutti gli scenari e le varianti di sviluppo su cui si basano le Prospettive energetiche 2050+ (ZERO base, ZERO A, ZERO B e ZERO C) sono tendenzialmente improntati a un «proseguimento della politica energetica attuale». Rispetto al potenziamento delle energie rinnovabili (in particolare del fotovoltaico), essi rappresentano unicamente il quadro minimo assoluto sul piano della politica climatica, per cui si addicono solo limitatamente a strumento innovativo al servizio della politica. Uno sviluppo accelerato potrebbe – e dovrebbe! – tuttavia avvenire sotto la spinta della politica, e in questo caso procederebbe molto più velocemente di quanto ipotizzato nelle Prospettive energetiche. In un simile contesto, invece, c'è il timore che le capacità della rete di trasporto e delle reti di distribuzione sovra regionali pianificate in base allo «scenario di riferimento 2030/2040» si trasformino in un nuovo collo di bottiglia sistemico. Idealmente questi possibili sviluppi dovrebbero quindi essere mappati nell'ambito di ulteriori scenari, anche solo per il fatto che – a causa dell'orizzonte temporale estremamente dilatato – ciascuno di essi è generalmente gravato da enormi incertezze (soprattutto per quanto concerne il contesto internazionale).

USAM Organizzazione mantello delle PMI svizzere

Sebbene gli scenari siano per la maggior parte comprensibili e corretti, l'USAM suggerisce di modificare il progetto in maniera tale da poter prendere in considerazione altri fattori, come quelli descritti di seguito.

- Serve uno scenario senza il requisito normativo della decarbonizzazione.
- Analogamente serve uno scenario che ipotizzi una maggiore produzione di energia da parte delle centrali nucleari; possibilmente anche più centrali, ma di dimensioni minori.
- Occorre chiarire gli effetti derivanti dall'assenza di un accordo sull'energia elettrica con l'UE e sviluppare scenari che prevedano un'integrazione completa, parziale e nulla nel mercato elettrico europeo.

5.4. Istanze di commissioni e conferenze

Conferenza governativa per gli affari militari, la protezione civile e i pompieri

La CG MPP chiede quanto segue: nello scenario di riferimento occorre evidenziare ancora più chiaramente la diversa probabilità che si concretizzino i singoli scenari, specificando anche i rischi e le opportunità che ne conseguono.

Le implicazioni sul fronte della politica di sicurezza che detti scenari prefigurano devono essere illustrate in un capitolo a parte.

5.5. Istanze del settore elettrico

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

La ewz accoglie favorevolmente la proposta di uno scenario di riferimento per la Svizzera (SCR CH) con tre scenari basati sulle Prospettive energetiche 2050+. I progetti di rinnovo e sostituzione e i progetti regionali e locali noti al gestore di rete, come descritto al capitolo 2.1 «Lo scenario di riferimento quale prima fase di pianificazione delle reti», non sono rappresentati all'interno dello SCR CH. Il gestore di rete attribuisce un maggiore peso alle specificità locali e regionali, che si traducono in un ulteriore fabbisogno, per cui corregge verso l'alto le ipotesi dello SCR CH. Come esempi di progetti regionali e locali noti, il capitolo 2.1 cita soprattutto grandi progetti come, sul fronte dei consumi, una fabbrica di cartone o i centri di calcolo e, sul fronte della produzione, la conversione e il potenziamento di centrali idroelettriche esistenti o nuovi impianti per la produzione di energia elettrica.

Secondo la ewz gli esempi citati danno l'impressione che siano soprattutto i grandi progetti al di sopra di una determinata potenza a dover essere inclusi nella pianificazione della rete come ulteriore fabbisogno. Nella rete urbana della ewz, invece, è la somma di tanti piccoli progetti, come ad esempio nuove pompe di calore o la realizzazione di nuovi piccoli impianti fotovoltaici, che sarà rilevante per la pianificazione della rete, in particolare alla luce dei requisiti strategici della città di Zurigo.

La ewz chiede che al capitolo 2.1 si aggiunga il principio per cui la somma di tanti piccoli progetti derivanti dall'orientamento strategico di una città o di un Comune equivale a un grande progetto e può correggere i valori previsti in base al puro andamento demografico.

Primeo Energie

Primeo Energie è lieta di constatare che si vuole sostanzialmente accelerare la realizzazione dei progetti di ampliamento della rete, ma teme che con questo scenario di riferimento si possa tendenzialmente ritardare il processo. A livello topologico i comprensori dei singoli gestori delle reti di distribuzione non sono sovrapponibili né ai confini cantonali né tanto meno, in alcuni casi, a quelli nazionali. Primeo Energie, ad esempio, fornisce energia elettrica ad aree all'interno dei Cantoni Basilea Campagna e Soletta, ma al contempo ha anche collegamenti transfrontalieri con il territorio francese, dove serve alcune zone dell'Alsazia. L'ipotesi di regionalizzazione non sarà dunque

attuabile nel suo comprensorio, per cui dovrà essere recepita in una soluzione sovraregionale basata sui nodi di rete. In essa occorrerebbe tenere conto, in particolare, degli elementi della pianificazione energetica e dei piani direttori senza che parallelamente tutti i gestori di rete debbano interfacciarsi e coordinarsi con i singoli uffici pubblici. Questo aspetto è già stato inserito nella guida alla regionalizzazione ai sensi dell'art. 9c cpv. 2 LAEI, per cui dovrebbe essere incluso per analogia anche nello scenario di riferimento.

È positivo il fatto che vengano analizzate diverse configurazioni dello scenario e che le riflessioni si basino sulle Prospettive energetiche 2050+. I due scenari «Divergenza» e «Accoppiamento dei settori», tuttavia, figurano nelle spiegazioni rispettivamente come «scenario di stress» e «scenario di alleggerimento». Queste espressioni suggeriscono già di per sé un possibile risultato, per cui andrebbero eliminate. In generale, la terminologia dovrebbe essere standardizzata e allineata a quella di altri documenti (ad es. i termini «consumo» e «produzione»).

Per raggiungere l'obiettivo di incrementare la sicurezza degli investimenti e della pianificazione grazie a cicli di vita prolungati, è necessario prendere in considerazione altri aspetti quali l'affidabilità, la stabilità della rete e il mantenimento della frequenza. Nell'ambito del fattore dei costi aggiuntivi si ha il dovere di esaminare più varianti di attuazione, quanto meno sicuramente ai livelli di rete più elevati. In tal caso, ad esempio, è molto probabile che un obbligo generalizzato di cavi interrati acceleri le tempistiche di realizzazione e quindi porti rapidamente a un miglioramento della situazione di approvvigionamento. A seconda della variante per cui si opta, possono insorgere lunghe procedure autorizzative e disamine dei costi volte a individuare le ipotesi che determinano l'attuazione effettivamente più conveniente.

La modulazione della flessibilità descritta e la possibilità di depotenziare la produzione anziché ampliare la rete a dismisura sono temi che verranno affrontati soltanto nel contesto dell'atto mantello. Al momento mancano le necessarie possibilità di manovra per gli operatori di rete e il grado di diffusione delle soluzioni a batteria private, come alternativa, è ancora molto ridotto.

Senza entrare nel dettaglio dei singoli metodi di produzione, vorremmo aggiungere ancora un commento sulla mobilità elettrica. Mancano il chilometraggio medio percorso in un giorno e il consumo medio di energia di questi veicoli per poterli trasferire efficacemente in uno scenario. Primeo Energie ritiene che la potenza di ricarica è troppo bassa, mentre la capacità di accumulo della batteria è troppo alta. Suggerisce di aggiungere nelle analisi di sensibilità anche questo aspetto, insieme ad altri.

Swissgrid

Sviluppo del consumo di energia elettrica: i tre scenari per lo sviluppo del consumo di energia elettrica nello SCR CH non sono sufficientemente differenziati. Secondo Swissgrid, l'ambiziosa ipotesi di realizzare in tempi rapidi i potenziali di efficienza in tutti i settori di consumo è troppo ottimistica. Altri scenari pubblicati sullo sviluppo del consumo di energia elettrica in Svizzera, come quelli dei consiglieri nazionali Roger Nordmann e Jürg Grossen, dell'ex consigliere nazionale Rudolf Rechsteiner, di Axpo e due scenari di McKinsey, mostrano un aumento del consumo di energia elettrica annuale nel 2040 di 5-15 TWh a seconda dello scenario. Lo scenario con il consumo di energia elettrica più alto dovrebbe considerare un consumo di energia elettrica ancora maggiore per coprire una gamma sufficientemente ampia di possibili sviluppi futuri.

Ampliamento del fotovoltaico (FV): anche nello sviluppo dell'ampliamento del fotovoltaico, i tre scenari nello SCR CH non si differenziano abbastanza, secondo Swissgrid. Lo SCR CH presume che la capacità fotovoltaica installata nel 2040 sarà tra 10 e 24 GW. Gli scenari pubblicati citati in precedenza considerano possibile un ampliamento del fotovoltaico di 15-40 GW entro il 2040, a seconda dello scenario.

Lo scenario con il maggiore aumento di fotovoltaico dovrebbe quindi assumere un valore ancora più alto per coprire una gamma sufficientemente ampia di possibili sviluppi futuri.

Accoppiamento tra SCR CH e scenari dell'ENTSO: nel Ten-Year Network Development Plan 2022 (TYNDP2022) ENTSO utilizza tre diversi scenari come base per il 2040. Oltre ai due scenari già citati nello SCR CH, «Global Ambition» e «Distributed Energy», vi è anche lo scenario «National Trends», che riflette lo stato attuale delle misure adottate a livello nazionale. Anche alcuni gestori delle reti di trasporto europei pianificano sulla base di questo scenario, per cui Swissgrid ritiene opportuno che lo SCR CH ne tenga conto.

Per la molteplicità di piccoli impianti e l'aspetto della decentralizzazione, lo scenario «Distributed Energy» ben si adatta allo scenario 1 «Riferimento», che prevede una produzione decentralizzata relativamente elevata.

Lo scenario «Global Ambition», con le sue ipotesi di flussi di elettricità a lungo raggio, è invece allineato allo scenario 2 «Divergenza», che prevede forti importazioni di energia elettrica.

Tutti e tre gli scenari definiti dall'ENTSO nel TYNDP2022 dovrebbero essere legati a scenari corrispondenti nello SDR CH – lo scenario «National Trends» allo scenario 3 «Accoppiamento dei settori».

Per quanto riguarda l'estero, lo SCR CH attinge i dati dal TYNDP2020. Qualora dal TYNDP2022 dovessero risultare dati più aggiornati in tempo per la pianificazione della rete strategica, Swissgrid dovrebbe poterli utilizzare anziché continuare a basarsi sul TYNDP2020 quale fonte citata nello SCR CH.

Considerazione della geotermia: lo SCR CH prevede un'espansione della geotermia da 20 MW a 90 MW entro il 2040. Al momento non è chiaro se e dove questi impianti potrebbero essere realizzati. La potenza aggiuntiva, inoltre, è praticamente irrilevante per la rete di trasporto. La geotermia non dovrebbe essere considerata nella pianificazione di rete di Swissgrid.

Altri punti generali riguardanti il processo, l'ulteriore evoluzione e l'implementazione dello SCR CH:

Assicurare la costanza nell'elaborazione dello SCR CH: lo SCR CH dev'essere aggiornato ogni quattro anni. A tal fine è necessario che sia disponibile di volta in volta l'ultima versione dei dati. Lo SCR CH si basa sugli scenari delle Prospettive energetiche. Per la sua definizione non sono stati raccolti dati specifici.

Già tra il 2022 e il 2024 dovranno essere aggiornate almeno le parti delle Prospettive energetiche che confluiscono nello SCR CH, affinché nel 2024 si possa iniziare l'aggiornamento dello SCR CH insieme al gruppo d'accompagnamento.

Domanda: a partire da quando, secondo l'UFE, saranno disponibili i dati aggiornati per la revisione dello SCR CH, cosicché Swissgrid possa allineare tempestivamente la propria pianificazione?

Accoppiamento più forte tra SCR CH e regionalizzazione: per la pianificazione della rete non sono necessari dati nazionali, bensì locali sullo sviluppo della produzione, dello stoccaggio e del consumo. Dal punto di vista di Swissgrid, l'obiettivo formulato nella Strategia Reti elettriche, ossia che lo SCR CH costituisca la base per la pianificazione della rete, non è pienamente raggiunto, poiché manca la regionalizzazione dei valori target nazionali.

Attualmente i gestori ai livelli di rete (LR) 1–3 stanno portando avanti il cosiddetto processo di regionalizzazione parallelamente alla consultazione e al perfezionamento dello SCR CH, ripartendo le prescrizioni contenute nello SCR CH nella versione in consultazione sui nodi di rete dei LR 1 e 3. A tal fine i gestori di rete formulano numerose ipotesi circa le ubicazioni e le tempistiche con cui si potrebbero costruire nuove centrali più grandi con i relativi consumatori. Se i valori target dello SCR CH licenziato dal Consiglio federale dovessero differire da quelli del progetto posto in consultazione, dopo la decisione del Consiglio federale sullo SCR CH occorrerà ripetere la

regionalizzazione per i parametri in questione, il che richiederà tempo. L'art. 9d cpv. 1 LAEI stabilisce che la pianificazione della rete dev'essere completata entro nove mesi dalla decisione del Consiglio federale. Nove mesi sono pochissimi per le simulazioni di mercato/rete, per la definizione dei progetti, per il coordinamento con i gestori delle reti di trasporto esteri e i gestori delle reti di distribuzione svizzeri e per le analisi costi-benefici per ciascun ulteriore progetto di rete.

Se gli impianti ipotizzati vengono aggregati su base cantonale, possono inoltre emergere contraddizioni dal punto di vista della pianificazione energetica cantonale. Secondo Swissgrid non è compito dei gestori di rete risolvere le contraddizioni tra gli obiettivi politici della Confederazione e dei Cantoni.

Con le loro ipotesi Swissgrid (e i GRD) si assumono responsabilità che, secondo l'idea di fondo della Strategia Reti elettriche, sono di competenza della Confederazione / della politica.

Poiché la pianificazione della rete può iniziare soltanto nel momento in cui sono disponibili i valori target nazionali e regionalizzati per i nodi di rete², Swissgrid chiede che il coordinamento dei valori target della politica energetica sia effettuato dall'UFE e dai direttori cantonali dell'energia. I risultati di questo processo di coordinamento confluirebbero nella stesura del futuro SCR CH. A quel punto il Consiglio federale adotterebbe uno SCR CH contenente valori target nazionali e cantonali coerenti. I gestori di rete riceverebbero così una base solida e lineare per la loro pianificazione di rete, in cui, nell'ambito del processo di regionalizzazione sui nodi di rete (ancora necessario), avrebbero meno ipotesi da formulare sullo sviluppo del futuro parco di centrali a livello locale. Già nell'odierno processo di pianificazione della rete, ma anche in quelli futuri, il termine di legge di nove mesi per la pianificazione della rete dovrebbe iniziare a decorrere solo una volta completato il processo di regionalizzazione. Ne consegue che quest'ultimo potrà essere effettuato soltanto quando saranno disponibili i dati definitivi dello SCR CH, ossia dopo la decisione del Consiglio federale. Ai gestori di rete (Swissgrid e i GRD sulla rete di trasporto) verrà concesso un tempo sufficiente per la regionalizzazione (al massimo 6 mesi), dopodiché Swissgrid comunicherà la conclusione del processo all'UFE. A partire da quel momento decorrerà il termine di nove mesi per la pianificazione della rete. Nel quadro della «legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili», il cosiddetto «atto mantello», si potrebbe ancora apportare un adeguamento alla LAEI.

Capacità di frontiera e accordo sull'energia elettrica: secondo il suo mandato legislativo Swissgrid non ha la responsabilità di garantire la sicurezza di approvvigionamento della Svizzera dal punto di vista energetico. Lo SCR CH non stabilisce capacità di frontiera definitive, per cui Swissgrid verificherà mediante simulazioni di mercato se i valori che ha ipotizzato per il 2030/40 siano sufficienti a gestire lo scambio di energia elettrica prevedibile con i Paesi confinanti secondo gli scenari dello SCR CH. In assenza di parametri concreti all'interno dello SCR CH, per il 2030 Swissgrid ipotizza che alle frontiere svizzere vi saranno – come oggi – capacità di rete disponibili sotto forma di valori NTC, il cui livello sarà presumibilmente inferiore ai consueti valori odierni in seguito all'applicazione del criterio minRAM dell'UE. Per quanto riguarda il 2040, Swissgrid ipotizza che entro allora la Svizzera sarà integrata nel Flow Based Market Coupling dell'UE, il che consentirebbe uno scambio ottimizzato di energia elettrica con altri Paesi. Per l'integrazione nel Market Coupling è necessaria la stipula di un accordo sull'energia elettrica con l'UE.

La Confederazione continua a impegnarsi per la stipula di un accordo sull'energia elettrica, affinché l'integrazione della Svizzera vada a buon fine.

Accelerazione delle procedure di autorizzazione dei progetti di rete: per l'allacciamento alla rete di grandi centrali idroelettriche ed eventuali centrali a gas, Swissgrid formula delle ipotesi sulla base di idee di progetto e studi sul potenziale, oltre che sulla dichiarazione congiunta della «Tavola rotonda

² La rete di trasporto ha circa 140 nodi. Per nodo s'intende, ad es., un sezionatore o una sottostazione elettrica a cui sono collegate centrali elettriche o reti di distribuzione. Le linee della rete di trasporto collegano tra loro i nodi di rete.

sull'energia idroelettrica»³. Swissgrid è favorevole ad adattare al più presto le condizioni quadro (ad esempio tramite l'«atto mantello»), affinché questi progetti diventino più concreti e la pianificazione della rete in futuro possa avvenire su questa base. Va tenuto presente che la realizzazione (pianificazione, autorizzazione, costruzione) di un progetto di linee che necessita di un piano settoriale richiede di norma dai 10 ai 15 anni circa. L'allacciamento di nuove centrali elettriche e il trasporto dell'energia ai centri di consumo presuppongono tempistiche di preparazione e una sicurezza di pianificazione sufficienti per poter essere garantiti.

Per accelerare o ottimizzare le procedure di autorizzazione dei progetti di rete occorre adottare urgentemente ulteriori misure.

Creazione delle basi normative con cui rendere utilizzabile la flessibilità (ad es. attraverso la flessibilizzazione dei corrispettivi per l'utilizzazione della rete): lo SCR CH parte dal presupposto che il potenziale di flessibilità sul fronte del carico possa essere reso fruibile, ad esempio, attraverso incentivi finanziari, come si legge a pagina 30 dello SCR CH: *«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»*. Attualmente non è possibile inviare segnali di prezzo attraverso i corrispettivi di utilizzazione della rete, dal momento che le disposizioni normative (LAEI e OAEI) non consentono margini di manovra. La possibilità di inviare segnali di prezzo aggiuntivi attraverso corrispettivi per l'utilizzazione della rete variabili potrebbe essere la base per sfruttare le potenziali flessibilità citate nello SCR CH per la ricarica dei veicoli elettrici, le pompe di calore e l'impiego di serbatoi di stoccaggio. In questo modo si potrebbe ridurre la necessità di ampliamento della rete, soprattutto ai livelli di tensione inferiori, il che comporterebbe un valore aggiunto per l'economia nazionale. A tal fine, tuttavia, occorre un adeguamento delle basi giuridiche, in particolare della OAEI.

Anche per definire gli incentivi atti a promuovere impianti di stoccaggio (puri) a servizio del sistema e lo sfruttamento delle potenzialità offerte da soluzioni intersettoriali è necessario creare le condizioni quadro giuridiche. Su questi aspetti, tuttavia, l'atto mantello attualmente al vaglio del Parlamento va nella direzione sbagliata. La nuova formulazione prevista per l'art. 4 cpv. 1 lett. b LAEI esenterebbe dal corrispettivo per l'utilizzazione della rete soltanto l'acquisto di energia da parte di centrali elettriche per uso proprio o per azionare pompe in centrali di pompaggio. In futuro i (puri) sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica (ad eccezione delle centrali di accumulazione) dovranno sempre pagare i corrispettivi per l'utilizzazione della rete per il prelievo di elettricità dalla rete. La loro redditività, quindi, peggiorerebbe.

Per incrementare ulteriormente il potenziale di flessibilità, si dovrebbe piuttosto creare un sistema di incentivi affinché i veicoli elettrici, ad esempio, siano dotati di batterie a ricarica bidirezionale; attualmente esistono solo pochi modelli di autovetture con questa tecnologia.

Affinché in futuro Swissgrid possa contare su una sufficiente flessibilità nella rete elettrica, è necessario creare un quadro regolatorio che massimizzi l'offerta e la disponibilità di flessibilità. Con ciò s'intendono, ad esempio, la possibilità di corrispettivi per l'utilizzazione della rete flessibili, l'esenzione dei puri sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica da detti corrispettivi, l'incentivazione di soluzioni di mobilità elettrica con gestione bidirezionale della ricarica, modelli per la gestione dello stoccaggio a livello intersettoriale ecc.

Punto 3.1, ultimo capoverso (pag. 14): l'affermazione secondo cui i flussi di elettricità a lungo raggio saranno inferiori nello scenario 1 rispetto agli altri scenari non è vera. È corretta soltanto relativamente

³ [Dichiarazione congiunta della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica \(admin.ch\)](#)

allo scenario 2, perché è l'unico a essere correlato allo scenario «Global Ambition», che genera flussi di elettricità a lungo raggio.

Fig. 8 (pag. 17): i valori della potenza installata per tecnologia di produzione riferiti al 2019 dovrebbero essere aggiunti al grafico ai fini di un confronto.

Punto 4.1 (pag. 17): la potenza installata delle centrali idroelettriche è stata determinata sommando le potenze nominali dei generatori.

In pratica, la potenza massima di una centrale può essere limitata anche da una turbina di minore potenza o dalla quantità d'acqua in afflusso, per cui la somma delle potenze dei generatori dà una potenza totale maggiore di quella realmente disponibile. Per ciascuna centrale bisognerebbe pertanto rilevare la potenza massima che può essere ceduta alla rete.

Punto 4.5 (pag. 19): la potenza media di un impianto FV crescerà dagli attuali 22 kWp a 26 kWp nel 2040, il che significa che la dimensione media degli impianti aumenterà solo leggermente. In che misura si è tenuto conto del fatto che in futuro si potrebbero eventualmente costruire più impianti FV di grandi dimensioni (ed economicamente più efficienti) (ad es. su superfici libere o aree dismesse)?

Associazione svizzera di economia delle acque

La SWV approva il fatto che lo SCR CH si basi sulle Prospettive energetiche 2050+ dell'UFE, essendo con ciò garantita la congruenza tra il presente progetto e i principi di politica energetica della Confederazione. A differenza delle Prospettive energetiche 2050+, tuttavia, nello SCR CH non viene considerato uno scenario «senza variazioni»: tutte le varianti si basano sullo scenario con saldo netto pari a zero (ZERO), in cui si ipotizza che l'energia idroelettrica sarà potenziata a «condizioni di utilizzazione ottimizzate». Il rapporto dell'UFE sul potenziale idroelettrico della Svizzera del 2019, tuttavia, contiene solo una descrizione molto generica di tale visione. La SWV ritiene in ogni caso che, per raggiungere gli obiettivi di potenza indicati nello SCR CH (e gli obiettivi non espressamente citati ma sottintesi in termini di volume di produzione) per l'energia idroelettrica, sarà necessario prevedere un programma di interventi massiccio.

Grazie all'adozione dell'iniziativa parlamentare 19.443, al messaggio concernente la revisione della legge sull'energia e della legge sull'approvvigionamento elettrico, ma anche alla Tavola rotonda istituita dal DATEC nel 2020 e alla consultazione appena avviata in materia di accelerazione delle procedure si segnala a livello politico l'esistenza di un interesse a migliorare le attuali condizioni quadro a favore della forza idrica.

Il 13 dicembre 2021 la Tavola rotonda sull'energia idroelettrica ha adottato una dichiarazione in cui sono stati identificati 15 progetti per centrali ad accumulazione che, in base alle conoscenze attuali, sono i più promettenti sotto il profilo energetico e allo stesso tempo possono essere realizzati con un impatto relativamente ridotto sulla biodiversità e sul paesaggio. La loro attuazione aumenterebbe la produzione del semestre invernale di 2 TWh entro il 2040, dando così un importante contributo al miglioramento dell'approvvigionamento.

Per poter raggiungere le «condizioni di utilizzazione ottimizzate» e quindi gli obiettivi della Strategia energetica per l'idroelettrico, la SWV intravede tuttavia ancora notevoli ostacoli a livello di attuazione:

legge sulla protezione delle acque (LPaC): a seconda dell'interpretazione degli artt. 31–33 LPaC, per le nuove concessioni si devono mettere in conto perdite molto più elevate rispetto a quelle ipotizzate nelle Prospettive energetiche 2050+ (e quindi nello SCR CH) a causa delle disposizioni sui deflussi residuali;

un aumento di potenza nell'ordine di 2,8 GW, ipotizzato nello SCR CH per le centrali di pompaggio attraverso l'ulteriore potenziamento dei progetti Grimsel 1E, Grimsel 3 e Lago Bianco, non è

realistico nel contesto attuale, soprattutto perché – secondo l'odierna legislazione – le centrali di pompaggio sono esplicitamente escluse da ogni programma di incentivazione;

con la presentazione dell'iniziativa sulla biodiversità e la controproposta indiretta del Consiglio federale, aumenta ulteriormente la pressione sulla produzione idroelettrica, complicando o rendendo impossibili soprattutto i progetti di ampliamento che prevedono l'utilizzazione di nuovi laghi glaciali;

nonostante i maggiori contributi agli investimenti a favore di nuove iniziative in campo idroelettrico, la realizzazione dei progetti della Tavola rotonda è tutt'altro che certa: i) alla luce dell'attuale quadro normativo, occorre sempre prevedere un'opposizione da parte dei gruppi ambientalisti e ii) nonostante il forte aumento dei prezzi dell'elettricità sulle borse nel 2021, l'incertezza sull'andamento dei prezzi rimane elevata. Con la proroga del canone fisso per i diritti d'acqua sino a fine 2030, i gestori delle centrali idroelettriche continueranno sostanzialmente a dover far fronte a tributi fissi elevati e allo stesso tempo a un'estrema volatilità dei prezzi dell'elettricità, il che inciderà negativamente sulla loro propensione agli investimenti.

Effetti dell'ampliamento sul carico della rete:

i progetti di centrali ad accumulazione, definiti come priorità dalla Tavola rotonda, sono stati tenuti in considerazione solo in modo sommario nei lavori relativi alle Prospettive energetiche 2050+. Per il momento non è chiaro in che misura questi progetti, oltre a quelli già considerati nello SCR CH, abbiano un impatto sull'infrastruttura di rete e quindi sulle affermazioni formulate nello SCR CH;

poiché le tempistiche di pianificazione e realizzazione dei potenziamenti di rete sono lunghe, è importante che queste procedure siano sincronizzate con la pianificazione e la realizzazione dei progetti di ampliamento dell'idroelettrico, così da non ritardare la messa in servizio a pieno regime dei nuovi impianti e da evitare congestioni sulla rete in fase di immissione dell'ulteriore energia;

la SWV propone pertanto che i progetti della Tavola rotonda siano tenuti in conto nello SCR CH e quindi nella pianificazione delle reti, al fine di poter anticipare per tempo eventuali adeguamenti della rete di trasporto e distribuzione.

Associazione delle aziende elettriche svizzere, Associazione dei distributori di energia cantonali e regionali RegioGrid

Scenari (sintesi, capitolo 2.2, capitolo 3). L'AES ritiene opportuno utilizzare le Prospettive energetiche 2050+ (PE2050+) come base per i dati del settore energetico, dal momento che essi riflettono gli obiettivi generali di politica energetica e climatica della Svizzera e quindi l'orientamento di sviluppo che è rilevante anche per la pianificazione delle reti elettriche. L'AES ha contribuito all'elaborazione delle PE2050+ da parte dell'UFE e si è espressa in varie occasioni sulle ipotesi e sui risultati di questi lavori. Si astiene pertanto dal commentare nuovamente in dettaglio gli indicatori e rimanda invece alla sua partecipazione al gruppo d'accompagnamento e ai suoi pareri già pubblicati in merito. Si coglie tuttavia l'opportunità per segnalare ancora una volta il valore inaccettabile, secondo le PE2050+, che il saldo delle importazioni raggiungerà nel decennio 2030 e che dovrà essere ridotto sensibilmente, soprattutto accelerando l'espansione delle energie rinnovabili. Tale dinamica si ripercuoterà anche sulla pianificazione della rete elettrica, per cui occorrerà tenerne debito conto. A titolo integrativo, lo SCR CH dovrebbe anche dare spazio alle basi di pianificazione sviluppate dalla pubblicazione delle Prospettive energetiche 2050+, come ad es. l'elenco dei progetti della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica. L'accordo sull'energia elettrica, assente fino a nuovi sviluppi, rappresenta per il momento l'ipotesi realistica. Tutti e tre gli scenari dovrebbero dunque illustrare l'impatto derivante dall'assenza di tale accordo, dal momento che la rete dovrà essere in grado di gestire questa situazione iniziale.

L'AES apprezza il fatto che, attraverso la presentazione di diversi scenari, si apra un corridoio di sviluppo. Pur accogliendo con favore anche la definizione di uno scenario pilota, sottolinea la

possibilità per i gestori di rete – come evidenziato al capitolo 2.1 – di affrontare le specificità del proprio comprensorio.

Pur essendo favorevole al fatto che lo SCR CH sia orientato ai livelli di rete 1 e 3, l'AES sottolinea che i termini «scenario di alleggerimento» e «scenario di stress» sono fuorvianti. Nella fase di esecuzione della pianificazione di rete emergerà quale dei due scenari sia più sfidante da tale punto di vista. Si segnala, inoltre, che un piano di rete per entrambe le direzioni di flusso è più complesso che per una soltanto, il che va precisato o integrato all'interno dello SCR CH nella spiegazione degli scenari.

Pianificazione delle reti e scenario di riferimento (capitoli 2.1 e 2.2). Nel suo parere del 9 febbraio 2021 sulla «Guida alla regionalizzazione», l'AES aveva già evidenziato come la garanzia della sicurezza di rete abbia un notevole impatto sulla previsione dei flussi di carico e quindi sulla pianificazione delle reti. Rinnova dunque la sua richiesta di inserire nello SCR CH che i dati del settore energetico non possono essere l'unica base per la pianificazione delle reti, ma che i gestori di rete devono necessariamente tenere conto anche di altri parametri, come l'affidabilità.

Va inoltre sottolineato che gli indicatori nazionali dello SCR CH e i requisiti specifici delle reti non sono gli unici parametri di cui il gestore necessita ai fini della sua pianificazione. Nell'ambito della regionalizzazione ne occorrono altri, qui non esplicitamente citati, come gli intenti dei Cantoni dal punto di vista della pianificazione territoriale ed energetica. Nel capitolo 2.1 va dunque precisato che sono i Cantoni a dover predisporre i relativi dati.

Produzione elettrica (capitolo 4). Per quanto riguarda i dati di produzione, l'AES chiede che, oltre alle capacità produttive (potenza installata), si indichi anche la quantità di energia al fine di consentire un migliore confronto con i dati di consumo. A seconda della tecnologia, inoltre, vi sono differenze a livello di ore a pieno carico degli impianti, che in questo modo acquisterebbero maggiore visibilità.

Sul fronte dell'energia idroelettrica (capitolo 4.1), lo SCR CH si basa sullo «Studio sul potenziale idroelettrico della Svizzera» del 2019, che l'AES ritiene non più aggiornato. I potenziali indicati in questo studio a livello di potenza e di energia sono ormai superati per diversi progetti e in alcuni casi sono stati fissati a livelli decisamente troppo bassi: con la Tavola rotonda sull'energia idroelettrica, a fine 2021 vari stakeholder si sono impegnati a realizzare progetti di ampliamento concreti per le centrali ad accumulazione, la cui probabilità di realizzazione può essere considerata più elevata rispetto a quanto prospettato nello studio originale. L'AES ritiene pertanto che la selezione dei progetti a cura della Tavola rotonda sull'energia idroelettrica debba riflettersi nello scenario di riferimento.

La potenza massima di corrente continua a norma per gli impianti fotovoltaici non è un parametro rilevante per la pianificazione delle reti, che deve invece basarsi sulla potenza massima che può essere immessa in rete il cui valore – al netto delle perdite di conversione (da DC ad AC) e dell'elettricità destinata al consumo proprio – è notevolmente inferiore alla potenza nominale del modulo. L'AES gradirebbe che nello SCR CH venissero specificati i coefficienti di conversione, onde evitare assunzioni diverse da parte dei gestori di rete e garantire così un'applicazione uniforme negli scenari.

Lo SCR CH prevede che in futuro il fotovoltaico sarà sempre più orientato verso la produzione invernale, il che avrà un impatto sulle ore a pieno carico. La quota di produzione durante la stagione fredda, infatti, è prevista in aumento, dal 25% del 2019 al 26% nel 2030 e al 29% nel 2040. Secondo lo SCR CH, inoltre, le dimensioni medie di un impianto fotovoltaico passeranno da 22 kWp nel 2019 a 24 kWp nel 2030 e infine a 26 kWp nel 2040 grazie al migliore sfruttamento delle coperture. Questa evoluzione può avere un impatto determinante sulla previsione relativa al fotovoltaico e sulla regionalizzazione. A tali condizioni, le ipotesi tradizionali basate sull'idoneità dei tetti al FV non sarebbero più valide poiché, con incentivi adeguati, anche i tetti orientati a nord ad esempio diventerebbero più interessanti. È quindi necessario che lo SCR CH fornisca anche indicatori differenziati in funzione del tipo di impianto da tetto e da facciata ed eventualmente anche per orientamento (punti cardinali).

Consumo elettrico e flessibilità (capitoli 5 e 6). Lo sfruttamento del potenziale di flessibilità degli impianti (ad es. pompe di calore, veicoli elettrici ecc.) e del depotenziamento degli impianti di produzione può essere rilevante anche per la pianificazione delle reti al livello 1 e 3, soprattutto per quanto riguarda la reimmissione di energia elettrica. Esso, tuttavia, ha un peso nella pianificazione delle reti soltanto nella misura in cui un gestore vi ha accesso in maniera permanente e garantita, cosa per cui ad oggi mancano i fondamenti di legge. Nel suo messaggio concernente la legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili (21.047), il Consiglio federale propone una disciplina in materia di peak shaving e la creazione di un mercato della flessibilità – possibilità, tuttavia, che fino all'entrata in vigore della legge non saranno a disposizione del gestore di rete. Secondo la proposta del Consiglio federale, inoltre, chi detiene la flessibilità è libero di scegliere come sfruttarla e quindi di decidere se e a chi offrirla. Per il gestore di rete, ciò significa che per il momento l'utilizzo di flessibilità e peak shaving per ridurre la necessità di ampliamento o potenziamento della rete non può essere preso in considerazione nella pianificazione delle reti. Ai fini di un dimensionamento efficiente delle reti e di un loro sicuro funzionamento, invece, servirebbe chiarire in tempi rapidi il quadro giuridico, soprattutto per quanto riguarda la possibilità di depotenziare il FV, ad es. in misura del 70% della potenza massima di produzione DC.

Nella Tabella 10, alla voce relativa al settore dei trasporti occorrerebbe precisare, come nella «Guida alla regionalizzazione» (guida capitolo 5, pagina 8), che essa non comprende la mobilità elettrica.

Per quanto riguarda il consumo elettrico, nello SCR CH è necessario aggiungere valori di riferimento per le potenze e la conversione dei valori energetici in valori di potenza per le diverse tipologie di carico, in particolare per mobilità elettrica e pompe di calore, ad es. con grafici relativi all'andamento della potenza in funzione del tempo o con curve di consumo standard. Ciò favorirebbe un'applicazione uniforme dei valori energetici, soprattutto mancando ancora uno storico dei dati.

Altri parametri (capitolo 8). Il capitolo 8 elenca altri dati di riferimento per il settore elettrico, come i prezzi delle materie prime e del CO₂. Si tratta di dati solo limitatamente rilevanti per la pianificazione delle reti, che come tali non vanno considerati come vincolanti.

Regionalizzazione (sintesi e capitolo 9). Ai sensi dell'art. 9c cpv. 2 LAEI i gestori includono i Cantoni nella loro pianificazione di rete sulla base dello SCR CH regionalizzato. Come evidenziato nelle osservazioni al capitolo 2.1 e nel parere dell'AES sulla guida, non può tuttavia essere compito dei gestori di rete coordinarsi con i Cantoni o allinearsi ai piani energetici cantonali. Questa differenziazione tra compiti di coordinamento a livello, da un lato, di gestori di rete e dall'altro, di politica energetica è stata inserita nella versione della guida rivista dall'UFE, per cui deve riflettersi anche nello SCR CH.

I compiti dei gestori di rete nell'ambito della regionalizzazione, ai sensi dell'art. 9c cpv. 2 LAEI, sono già descritti dettagliatamente nella guida, per cui in questo documento risultano essere ridondanti se non addirittura fuorvianti in caso di formulazioni divergenti. Ai fini di una formulazione uniforme occorre pertanto modificare il 3° paragrafo del capitolo 9.

Adeguamento del testo nella sintesi, paragrafo «Regionalizzazione»:

... A integrazione dello SCR CH, 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 pubblicati gli indicatori delle grandi regioni e proposti alcuni metodi su come ripartire gli indicatori desunti dallo SCR CH sui comprensori e successivamente sui nodi di rete. ...

Modifica del 3° paragrafo del capitolo 9: quale base per la regionalizzazione degli indicatori nazionali dello SCR CH da parte dei gestori di rete, l'UFE deve provvedere a un allineamento delle ipotesi regionali relative all'andamento della produzione e dei consumi con i Cantoni interessati. I gestori di rete coinvolgono adeguatamente i Cantoni (conformemente all'articolo 9c capoverso 2 LAEI) nella loro pianificazione di rete.

Altra osservazione. Come già avvenuto nel suo parere sulla «Guida alla regionalizzazione» del 9 febbraio 2021, l'AES rimanda nuovamente alla rilevanza di una terminologia plausibile e uniforme e suggerisce di utilizzare sistematicamente i termini «consumo» e «produzione».

5.6. Istanze del settore dell'industria e dei servizi

Fédération des Entreprises Romandes

L'associazione FER prende atto dei tre possibili scenari per l'ampliamento della rete elettrica in Svizzera. Il Governo punta soprattutto a un rapido potenziamento del fotovoltaico e dell'eolico, nonché a importazioni, biogas e centrali a gas con utilizzazione di idrogeno importato. La FER è particolarmente sensibile allo scenario 3, che abbina l'elettrificazione allo sviluppo di centrali a gas il cui funzionamento si baserebbe su una risorsa sempre più utilizzata: l'idrogeno. L'obiettivo da raggiungere rimane quello della sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

Pur essendo sostanzialmente favorevole all'elaborazione di scenari per l'ampliamento delle reti elettriche, la FER è profondamente rammaricata del fatto che non vi sia un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE, anche se nel rapporto esplicativo viene precisato che la sua assenza di per sé non è un'opzione per il settore energetico. La mancata sottoscrizione di un accordo sull'energia elettrica con l'UE ha chiaramente un impatto su tutti gli scenari summenzionati. Come si legge nel rapporto esplicativo (pag. 36, «un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE prevedrebbe sostanzialmente il recepimento su vasta scala degli acquis comunitari e regolamenterebbe l'accesso alle piattaforme di mercato europee e al conseguente accoppiamento dei mercati».

In altre parole, l'assenza di un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE avrà un impatto negativo sull'operatività dei sistemi delle reti elettriche, sulle capacità d'importazione e sull'economia in generale. Il Consiglio federale ha già messo in guardia le imprese e la popolazione da un possibile blackout in ambito energetico nel corso degli anni a venire, soprattutto nei mesi invernali. In questo contesto specifico, la FER sottolinea la necessità di agire con lungimiranza e sviluppare scenari realistici al fine di garantire la continuità delle attività economiche e dell'approvvigionamento energetico della Svizzera. È dunque fondamentale trovare soluzioni per mantenere la stabilità della rete elettrica svizzera, anche in caso di forte calo delle importazioni energetiche.

La FER è sostanzialmente favorevole allo sviluppo delle energie rinnovabili. Ci si chiede tuttavia se il forte aumento previsto nei vari scenari sia davvero realistico. Stando ai numeri relativi all'elettricità prodotta in Svizzera, la maggior parte è di origine idroelettrica e nucleare, mentre le «nuove» energie rinnovabili (solare, eolico, biomassa e centraline idroelettriche) rappresentano soltanto il 7% del volume totale. Per quanto riguarda il consumo di queste nuove energie rinnovabili, nel 2020 la loro percentuale è salita dall'8,4% al 10,3%, la maggior parte della quale proveniente da centrali idroelettriche e nucleari. In questa situazione, le nuove energie rinnovabili hanno un vuoto immenso da colmare e i loro progressi, per il momento, restano modesti.

L'utilizzo del fotovoltaico è in aumento in Svizzera. In un Paese piccolo come il nostro, tuttavia, sarà difficile sviluppare questa energia su larga scala, dal momento che il fotovoltaico necessita proporzionalmente di molto spazio rispetto alla quantità di energia che produce. Per quanto concerne l'energia eolica, i numeri indicati nel rapporto sono molto elevati se confrontati con la sua effettiva realizzazione. Sarà un compito arduo se si considera quanti siti possono essere realmente utilizzati per questo tipo di energia e il fatto che vengono spesso sollevate resistenze contro gli impianti eolici. Per quanto riguarda la geotermia, attualmente in Svizzera non esistono centrali geotermiche che producano elettricità. Sinora, inoltre, questa tecnologia ha incontrato molte resistenze, per cui sarà difficile puntare sullo sviluppo di questa tecnologia su larga scala in Svizzera.

La vera sfida consisterà nel sostituire l'uso del nucleare con le energie rinnovabili. Al momento, e tenuto conto delle osservazioni summenzionate, la FER è favorevole a che le centrali nucleari rimangano in funzione fino alla durata massima prevista dalla legge, a condizione che gli standard

di sicurezza siano adeguati. Non ha nulla in contrario nemmeno nei confronti dello sviluppo delle centrali a gas prospettato nello scenario 3, soprattutto se la crescita delle energie rinnovabili non dovesse procedere abbastanza velocemente.

Per quanto riguarda lo stoccaggio dell'elettricità, lo scenario di riferimento mostra il trend in aumento della potenza e delle capacità di accumulo per effetto delle batterie decentrali e delle centrali di pompaggio. Da questo punto di vista la FER sottolinea l'importanza di sviluppare progetti nell'ambito dello stoccaggio di energia. Tutte le innovazioni vanno considerate con la massima attenzione, poiché da esse dipende la sicurezza dell'approvvigionamento, soprattutto nei mesi invernali. Va detto che, se l'intenzione del Consiglio federale è raggiungere un saldo netto delle emissioni pari a zero entro il 2050, alcune tecnologie come le batterie decentrali dovranno essere ripensate, essendo la catena di produzione ancora ben lungi dall'essere decarbonizzata. Questa situazione comporterà ulteriori difficoltà, in un contesto in cui è urgente garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico.

Inoltre, sebbene il consumo elettrico tradizionale è destinato molto probabilmente a diminuire grazie al miglioramento dell'efficienza energetica, questo non varrà per la mobilità elettrica o le pompe di calore. Il consumo totale di elettricità in Svizzera aumenterà nei prossimi anni, per cui è essenziale anticipare il fabbisogno per garantire la continuità dell'approvvigionamento energetico ed evitare un blackout in un futuro più o meno lontano.

In sintesi si può dire che la FER è favorevole a questa pianificazione della rete elettrica, essendo fondamentale – in assenza di un accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE – anticipare il futuro in vista del fatto che alcuni Paesi europei non saranno più in grado di esportare la propria energia verso la Svizzera. La FER è preoccupata soprattutto per la situazione sul fronte dell'elettricità e, alla luce delle ultime dichiarazioni del Governo, per un possibile blackout. È dunque fondamentale trovare soluzioni adeguate, promuovere l'innovazione – in particolare nello sviluppo di tecnologie per lo stoccaggio di energia – e spingere le centrali nucleari fino al termine della loro vita operativa. C'è altresì la questione di come poter sviluppare nuove energie rinnovabili alla luce delle barriere citate e degli obiettivi fissati nei vari scenari.

Gruppo dei grandi clienti di energia

Nel rapporto si legge: «Un quadro più dettagliato in merito [ossia degli scenari] si potrà evincere dalle simulazioni di mercato e di rete che Swissgrid effettuerà a valle degli scenari di riferimento» e «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)».

Lo SCR CH è colmo di tabelle sullo sviluppo delle capacità produttive e dei consumi a cui il medesimo si rifà; a loro volta esse si basano sulle Prospettive energetiche 2050+ (PE 2050+), le cui ipotesi, seppure assolutamente discutibili, non sono oggetto di dibattito in questa sede.

Per quanto riguarda il consumo previsto di energia elettrica, si riscontra come nella Strategia energetica definita sotto l'egida dell'ex consigliera federale Leuthard si ipotizzasse ancora che i consumi nazionali sarebbero rimasti più o meno costanti grazie alle misure di efficienza, nonostante l'elettrificazione di ulteriori settori. Ora, invece, le PE 2050+ partono dal presupposto che vi sarà un aumento significativo del fabbisogno. Questo incremento della domanda e l'abbandono del nucleare dovranno essere perlopiù affrontati con un massiccio potenziamento del fotovoltaico.

Non si è in grado di giudicare quanto gli scenari selezionati rispecchino la realtà futura. Che un bilancio annuo in pareggio, fondato su uno sviluppo massiccio del fotovoltaico, si traduca in una riduzione dei flussi di carico su larga scala per effetto della produzione decentralizzata è tutt'altro che certo, considerato che a una massiccia sovrapproduzione estiva – non solo in Svizzera – si contrappone un deficit altrettanto importante in inverno, che in qualche modo dev'essere colmato. Il grafico

successivo illustra, attraverso i valori di produzione e consumo a livello mensile, qual è la situazione che può essere prevista nel 2050 sulla base dei dati e dei rapporti disponibili.

Alla luce dell'esperienza reale e delle simulazioni effettuate non solo una volta approvato lo SCR CH da parte del Consiglio federale, il gestore della rete di trasporto Swissgrid ben conosce buona parte delle congestioni di rete. A livello della media tensione, il crescente numero di dispositivi di misurazione ed elementi di rete modulabili installati consente un migliore sfruttamento della capacità delle reti che, in altre parole, possono essere gestite con una riserva inferiore. Interessante da questo punto di vista è una dichiarazione della dott.ssa Marina Gonzalez Vaya, Head of Smart Solutions Development presso le Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) che recentemente, in occasione della Energy Week @ ETH 2021, nel workshop dedicato all'automatizzazione delle reti elettriche ha affermato di non prevedere significativi aumenti dei costi nell'ambito dell'adattamento delle reti elettriche alla produzione decentralizzata, eccezion fatta per la normale sostituzione degli elementi di rete. Grazie alla progressiva diffusione dei dispositivi di misurazione e controllo – continua – il livello della media tensione potrà essere gestito in maniera sempre più intelligente.

Queste parole, tuttavia, sono in netta contraddizione con la mole imponente di investimenti necessari, che i gestori delle reti di distribuzione criticano costantemente sulla scena politica...

È certamente corretto riflettere sui possibili sviluppi dell'approvvigionamento elettrico futuro sulla base di scenari. Uno scenario di consenso a livello nazionale può coordinare tra loro i punti di vista della rete di trasporto e delle reti di distribuzione. Con la verifica a cadenza periodica si garantisce che venga tenuto conto degli sviluppi attuali.

Nella prospettiva dei clienti industriali, sono tre gli elementi importanti:

- la rete dev'essere abbastanza efficiente da garantire l'approvvigionamento;
- dev'essere realizzata, mantenuta e potenziata in funzione del fabbisogno a costi economicamente ottimali;
- come illustrato nel grafico, il massiccio ampliamento del fotovoltaico comporterà, per un certo periodo, una notevole sovrapproduzione, che non è compito delle reti di distribuzione ritirare interamente in qualsiasi momento.

Lo scenario di riferimento non dev'essere un incentivo a costruire reti sovradimensionate.

Mentre per i progetti inerenti alla rete di trasporto (380/220 kV, livello di rete 1) è prevista un'analisi costi-benefici completa, non esistono determinazioni corrispondenti per la pianificazione delle reti di distribuzione sovregionali (da 36 a 220 kV, livello di rete 3).

Poiché le opinioni relative ai costi previsti per l'ampliamento della rete di distribuzione divergono notevolmente all'interno del settore, è necessario prevedere analisi costi-benefici anche per i livelli di rete inferiori. Pare che, sebbene il principio NOVA (ottimizzazione della rete prima del potenziamento e ampliamento) citato nella «Strategia Reti elettriche» sia stato inserito nell'elenco delle abbreviazioni dello scenario di riferimento, nulla è specificato in merito all'interno del testo.

Si chiede dunque che lo scenario di riferimento richiami esplicitamente il principio NOVA e la necessità di effettuare analisi costi-benefici ai livelli di rete inferiori.

Visto che temporaneamente occorrerà prevedere una massiccia sovrapproduzione da parte degli impianti fotovoltaici, è inoltre opportuno specificare che non si può pretendere che l'intera produzione FV possa essere immessa in rete in qualsiasi momento.

5.7. Istanze delle organizzazioni per la protezione dell'ambiente e del paesaggio

Pronatura, PUSCH, Fondazione svizzera per l'energia, WWF

Le organizzazioni per la protezione dell'ambiente chiedono quanto segue: per poter fungere da solida base di pianificazione, lo scenario di riferimento deve rappresentare nel modo più esaustivo possibile l'intero ventaglio di ipotesi realistiche, per cui è fondamentale che si tenga conto anche delle proiezioni più estreme. Tutti gli scenari delle PE2050+, tuttavia, sono notevolmente più blandi non solo rispetto agli sforzi che sarebbero necessari dal punto di vista climatico, ma anche rispetto a quanto effettivamente possibile. Le PE2050+ rappresentano l'aspettativa minima in assoluto dal punto di vista del potenziamento delle energie rinnovabili, in particolare del fotovoltaico.

Una spinta allo sviluppo del fotovoltaico – in particolare nei prossimi 10-15 anni – potrebbe essere determinata da misure politiche, per cui si ritiene che se ne dovrebbe tenere conto in una pianificazione di rete con orizzonti temporali altrettanto lunghi. In caso contrario c'è il rischio che le reti di trasporto diventino il collo di bottiglia del progetto di ampliamento. Pur non dando per scontata quest'ultima supposizione, non vi sono le possibilità per verificarla mediante modelli di rete.

I cicli di vita delle centrali nucleari, inoltre, sono stati desunti dalle PE2050+ – anche questa è un'ipotesi tutt'altro che scevra di incertezze (e allo stesso tempo ha un enorme impatto sulla rete elettrica): uno spegnimento per ragioni economiche, infatti, è possibile in qualsiasi momento, considerato che una maggiore percentuale di energie rinnovabili dipendenti dalle condizioni meteorologiche determinerà fasi più frequenti e prolungate di prezzi bassi – un contesto economicamente difficile per l'operatività delle centrali nucleari. Con l'invecchiare delle centrali nucleari, inoltre, cresce il rischio di guasti non programmati – l'energia nucleare rappresenta un rischio di concentrazione inaffidabile, come dimostra anche l'esempio della Francia.

Si segnala infine che la definizione di tre soli scenari (ai sensi dell'art. 9a LAEI) è fortemente limitante. È difficile rappresentare in una compagine così ristretta i vari sviluppi potenziali in Svizzera e all'estero.

Per ampliare il perimetro degli scenari, è necessario includere le seguenti varianti:

Transizione energetica accelerata: le Prospettive energetiche 2050+ vengono attuate fino al 2035 (anziché al 2050). Una fonte di dati alternativa per questo scenario può essere rappresentata dal nuovo scenario energetico globale «Sicurezza dell'approvvigionamento e protezione del clima» di Greenpeace Svizzera: https://www.greenpeace.ch/static/planet4-switzerland-stateless/2022/03/eadac73f-gp_energy_revolution_it_v1_lowres.pdf

Ipotesi estreme nel transito di energia elettrica: variante 1: transito pari a zero, variante 2: aumento massiccio del transito (ad es. raddoppio: l'Italia esporta dalla Germania molta energia elettrica in estate e ne importa parecchia in inverno. Lo studio «Analisi della collaborazione tra Svizzera e UE in materia di energia elettrica» a cura di Frontier Economics del settembre 2021 ha già delineato simili scenari: <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf>

5.8. Altre organizzazioni attive nell'ambito della politica energetica e delle tecniche energetiche

Energie Club

In linea di principio, l'Energie Club ritiene corretto che la pianificazione delle reti sia orientata alle esigenze del comparto energetico.

Uno scenario di riferimento indicante i quantitativi per tutta la Svizzera, tuttavia, è poco utile ai fini di tale pianificazione. Solo con una ripartizione geografica e temporale degli scenari è possibile realmente affrontare una pianificazione della rete elettrica per il decennio 2030/2040. I tre scenari presentati, inoltre, sono molto diversi tra loro, per cui è anche logico che si contraddicano a vicenda. Occorrerebbe anche sapere se saranno installate batterie con una potenza pari a 5,5 o 2,3 GW [!], come saranno collegate (a quale livello di rete) e distribuite a livello geografico, e quando entreranno in servizio.

Questo aspetto, pur essendo correttamente rappresentato nel documento alla figura 3 (Scenario di riferimento > Regionalizzazione > Pianificazione delle reti), purtroppo non fa parte del documento stesso.

Il documento in consultazione è in realtà un'analisi molto approssimativa del settore energetico a livello nazionale.

Per il lettore è difficile stabilire una relazione tra i valori indicati nelle tabelle, dal momento che, ad esempio, si utilizzano i MW per la produzione e i MWh per il consumo, il che non consente di confrontare la produzione con il consumo. Ai fini della pianificazione e della stabilità delle reti sono i valori della potenza espressa in megawatt a essere essenziali, mentre per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico sono i kilowattora o i MWh – un aspetto che non sarà mai ribadito a sufficienza.

Sarebbe inoltre più opportuno specificare valori almeno trimestrali o, meglio ancora, mensili nella stessa unità di misura, MW o MWh. Nella pianificazione delle reti ci si deve basare principalmente sulla produzione (in questo caso i MW), così da poter determinare quanta potenza di rete (sezione di linea – come per le tubazioni dell'acqua) pianificare in un dato punto specifico. La durata dell'effettivo prelievo di potenza (nell'analogia: il tempo durante il quale scorre effettivamente l'acqua) è secondaria in questo caso. Ciò consentirebbe anche di ricavare rappresentazioni nette.

Pianificazione delle reti: chi ha la priorità? Ai fini della pianificazione delle reti, sarebbe opportuno definire un criterio strategico come, ad esempio: «L'ubicazione della centrale elettrica determina l'ampliamento di rete ai livelli 1 e 3. Ai livelli inferiori il sito di produzione dipende dall'ampliamento della rete». Oppure: «Una centrale elettrica con una potenza superiore, ad es., a 25 MW» determina l'ampliamento di rete.

Energie Club Schweiz suggerisce di stabilire rapidamente nuovi siti produttivi per le centrali elettriche ai livelli di rete 1 e 3.

Centrali termiche, tab. 5. Se in generale si parla di una penuria di energia elettrica, in tutti gli scenari dev'essere previsto un potenziamento significativo delle centrali da 400-1000 MW già nel 2030, e non soltanto nel decennio 2030-2040 come indicato nello scenario 3. Come da raccomandazioni della EICOM, inoltre, le capacità di produzione elettrica da combustibili fossili dovrebbero essere pianificate molto prima, ossia a partire dal 2025.

Energie Club Schweiz suggerisce di pianificare centrali a gas immediatamente, come richiesto anche dalla EICOM il 17 febbraio. Vista la situazione geopolitica, bisogna tuttavia affrontare subito anche la questione dell'approvvigionamento di gas naturale liquefatto (LNG), non possedendo la Svizzera impianti di stoccaggio del gas. Le scorte di gas richieste dall'Ufficio federale per l'approvvigionamento economico del Paese, inoltre, sono disponibili sotto forma di olio da riscaldamento extra leggero. Anche queste riserve dovrebbero poter essere convertite in elettricità all'interno di sistemi policombustibili a fonti fossili. La pianificazione delle reti deve tenere conto di tutto ciò.

UE e CH/Swissgrid. Il coinvolgimento di Swissgrid (ma anche della EICOM) negli organismi europei è urgentemente necessario e va sostenuto. I flussi di corrente non programmati (LoopFlow), infatti, stanno gravando sempre più sulla rete elettrica svizzera.

Nel documento si legge: «In fase di pianificazione, i parametri quantitativi per il dimensionamento delle reti elettriche devono essere fissati per determinate ore dell'anno, indipendentemente da eventuali limitazioni alle possibilità di importazione». La durata delle limitazioni potrebbe anche interessare più ore.

Energie Club Schweiz suggerisce di quantificare con maggiore precisione le limitazioni alle importazioni.

Costi di rete. Il documento non parla di costi! È importante capire quali costi genererà l'ampliamento di rete e chi pagherà cosa.

L'attuale modello di utilizzazione della rete dev'essere urgentemente rivisto alla luce del previsto potenziamento della produzione decentralizzata. Con il crescere della produzione propria, ad es. attraverso il fotovoltaico, il corrispettivo per l'utilizzazione della rete sarà spalmato su un numero sempre minore di clienti (senza produzione propria).

Energie Club Schweiz consiglia pertanto urgentemente di sviluppare un nuovo modello di utilizzazione della rete.

Flessibilità della produzione e del consumo di energia elettrica. Giustamente si richiama questa possibilità, affermando tra l'altro che «gli impianti Power-to-X sono costantemente in funzione, ma in situazioni di approvvigionamento critiche possono essere spenti». La domanda sorge spontanea in merito a chi sia il controllore responsabile: chi ha l'autorità di controllo, Swissgrid o il distributore energetico locale? Quali incentivi tariffari sono previsti?

Energie Club Schweiz suggerisce di definire con assoluta precisione le responsabilità.

Ulteriori riferimenti a progetti in corso non sono citati nel documento. Il piano settoriale Elettrodotti (PSE) è lo strumento di pianificazione e coordinamento sovraordinato della Confederazione per l'ampliamento e la posa di nuove linee ad alta tensione per l'approvvigionamento elettrico generale (livelli di rete 1 e 3).

Energie Club Schweiz raccomanda di attuare in tempi rapidi i progetti PSE esistenti.

Associazione svizzera dell'industria del gas

L'ASIG ritiene che l'obiettivo del saldo netto delle emissioni pari a zero e il cambiamento radicale che ne consegue in tutti i settori dell'approvvigionamento energetico richiedano nuovi approcci nella pianificazione della rete energetica. Considerato l'accoppiamento via via sempre più stretto tra le infrastrutture di rete di elettricità, calore e gas – ad esempio tramite le tecnologie Power-to-Gas e la cogenerazione – ci vorrà ben più che una semplice considerazione isolata delle reti elettriche. In Germania lo si è capito, tanto che lo studio sulla rete III a cura dell'Agenzia energetica tedesca *dena* giunge alla conclusione che prima dei veri e propri piani di sviluppo delle reti bisognerebbe sviluppare un sistema globale integrato. Lo studio, condotto con il coinvolgimento di una vasta cerchia di stakeholder, propone dunque di integrare il processo di pianificazione esistente con un processo di sviluppo sistemico (PSS) a monte, contenente una visione di ampio respiro, i cosiddetti punti cardine e una strategia. Tali elementi costituiranno i criteri per la successiva pianificazione dell'infrastruttura nel settore del gas e dell'energia elettrica. Lo scenario di riferimento qui in consultazione è sovrapponibile, in alcune sue parti, ai citati «punti cardine» per il comparto elettrico. Si ritiene che questo approccio olistico del PSS dovrebbe essere considerato, in una prossima fase, anche per la Svizzera.

In fase di elaborazione l'ASIG ha sostenuto con forza che lo scenario «Accoppiamento dei settori» venisse incluso nello scenario di riferimento come scenario di alleggerimento. È fondamentale che, nelle loro pianificazioni, i distributori di energia considerino anche le conseguenze di un'evoluzione che preveda una minore elettrificazione nel campo della fornitura di calore e della mobilità. Per quanto riguarda le scadenze prestabilite del 2030 e 2040, ad oggi non è ancora possibile prevedere quali sviluppi prevarranno. Il fatto di considerare lo scenario di accoppiamento dei settori o Zero B secondo le Prospettive energetiche 2050+ fa sì che indirettamente si tenga conto, seppur approssimativamente, dei possibili sviluppi sul fronte delle reti del gas e quindi anche delle esigenze di fondo di ASIG, quanto meno in parte. Lo scenario di accoppiamento dei settori, infatti, può essere attuato soltanto se l'infrastruttura del gas – gestita a lungo termine con gas esclusivamente a impatto zero sul clima – continuerà a rivestire un'importanza elevata. A giudizio dell'ASIG, quindi, bisogna assolutamente optare per questo scenario.

Del resto ASIG è convinta che con lo scenario di riferimento 2030/2040 si sia creata una buona base per la pianificazione delle reti elettriche, che ora dovrebbe essere sfruttata concretamente. Questa prima applicazione porterà sicuramente ad acquisire ulteriori informazioni ed eventualmente ad adeguare i criteri stabiliti nello scenario di riferimento. ASIG non formula altre proposte di integrazione o modifica.

5.9. Altri partecipanti alla consultazione

Centre Patronal

In generale il Centre Patronal è molto favorevole allo sviluppo di uno strumento di pianificazione per la rete elettrica. Il progetto posto in consultazione si basa sulle Prospettive energetiche 2050 della Confederazione, di cui riflette gli obiettivi più ambiziosi, ritenuti ragionevoli.

Il Centre Patronal, tuttavia, segnala la necessità per il nostro Paese di ridurre rapidamente la propria dipendenza dall'estero sul fronte dell'approvvigionamento elettrico, con l'obiettivo di evitare una carenza di elettricità. Tale dipendenza dev'essere ridotta in maniera significativa soprattutto accelerando la crescita delle energie rinnovabili, il che avrà un impatto anche sulla pianificazione della rete elettrica. Quest'ultima, infatti, dev'essere attrezzata per tutti gli scenari – che si tratti di un accordo internazionale sull'energia elettrica, di un maggiore potenziamento del fotovoltaico o di un aumento della capacità idroelettrica. L'inclusione dei vari scenari nella pianificazione deve consentire ai gestori di rete di adattarsi agli sviluppi all'interno dei loro rispettivi comprensori. Anche la recente intenzione del Consiglio federale di costruire in tempi rapidi una serie di centrali a gas nel Paese dev'essere considerata in tale pianificazione.

Da ultimo, lo scenario di riferimento tiene conto degli obiettivi di risparmio energetico, ma per l'economia in generale è fondamentale considerare il parametro indispensabile dell'affidabilità unitamente a quelli di pianificazione territoriale regionale, cantonale e federale.

Greenconnector AG

Rispetto al contesto internazionale Greenconnector AG chiede quanto segue: il documento sottolinea giustamente la necessità di coordinare gli scenari svizzeri con gli sviluppi all'interno dell'UE (cfr. ad es. il paragrafo: «Orizzonte temporale dello scenario di riferimento»). Il modo in cui si tiene conto dell'evoluzione nell'Unione europea, tuttavia, solleva alcuni interrogativi:

Gli scenari UE considerati nel documento sono quelli del TYNDP 2020 di ENTSO-E, che a loro volta si basano su dati riferiti al 2018. ENTSO-E ha tuttavia già effettuato una consultazione sulle bozze di scenari per il TYNDP-2022. I nuovi scenari TYNDP-2022 si basano sui Piani nazionali per l'energia e il clima (PNEC) degli Stati membri, nel caso dello scenario National Trends (che è anche lo scenario politico <principale>), e sull'ipotesi della neutralità climatica dell'UE nel 2050, analogamente a quanto previsto dalle PE 2050+ negli scenari Global Ambition e Distributed Energy. Gli scenari definitivi del TYNDP-2022 saranno pubblicati nella prima metà di quest'anno. Essendo lo SCR CH rivisto ogni 4 anni, la pianificazione pluriennale della rete svizzera si basa su ipotesi che, per quanto riguarda gli sviluppi nell'UE, risultano obsolete. Durante i quattro anni di validità dello SCR CH, infatti, ENTSO-E avrà adottato non solo gli scenari del TYNDP-2022, ma anche quelli del TYNDP-2024. Vi sarà dunque una notevole discrepanza tra le ipotesi internazionali considerate nella pianificazione pluriennale della rete svizzera e quelle effettivamente prese in considerazione nell'UE. Questa situazione potrebbe comportare a sua volta decisioni a livello di pianificazione non ottimali.

Il rischio di una pianificazione non ottimale è ancora maggiore se si tiene conto del rapido sviluppo che ha conosciuto la politica energetica europea nel corso degli ultimi anni. Da quando sono stati elaborati gli scenari del TYNDP 2020, iniziative come il Recovery Plan (a livello di UE), l'EEG 2021 (Germania) o, più di recente e in modo ancora più radicale, il cosiddetto «Osterpaket» attualmente al vaglio della politica in Germania (modifica dell'EEG) hanno modificato rapidamente il panorama

energetico nell'Unione europea. È chiaro che nella pianificazione pluriennale della rete non sarà possibile tenere conto di tutti i cambiamenti in corso. Ciononostante si dovrebbe fare tutto il possibile per utilizzare le informazioni disponibili più aggiornate, come gli scenari del TYNDP 2022 o, tra qualche mese, le informazioni derivanti dalla «modifica dell'EEG».

Nel suo scenario di riferimento lo SCR CH si basa sullo scenario TYNDP 2020 «Distributed Energy», che tuttavia non rappresenta lo scenario di riferimento né nel TYNDP-2020 né nel TYNDP-2022. In entrambi i TYNDP lo scenario politico centrale è «National Trends». Quest'ultimo è anche lo scenario utilizzato dalla Commissione UE per valutare i progetti prioritari dell'Unione europea. Pare dunque opportuno che lo scenario di riferimento dello SCR CH riprenda lo scenario di riferimento del TYNDP, ovvero «National Trends». Il fatto che gli scenari alternativi si basino su «Distributed Energy» e «Global Ambition» è invece accettabile.

Prezzi dei combustibili. Analogamente a quanto summenzionato, anche i prezzi delle materie prime sono mutati radicalmente dal WEO 2018. Naturalmente si tratta di prezzi estremamente volatili, ma si possono osservare alcune tendenze, prime fra tutte l'impennata del costo del gas naturale rispetto a petrolio e carbone e il significativo aumento dei certificati di emissione di CO₂. La tendenza all'aumento dei prezzi del gas naturale potrebbe essere giustificata – e prevedibile – dalla maggiore pressione dovuta alla recente politica climatica. Anche in questo caso, l'ideale sarebbe se la pianificazione delle reti si basasse su ipotesi dei prezzi dei combustibili più aggiornate.

Anni climatici (dati meteorologici). Per le sue simulazioni ENTSO-E considera tre diversi anni climatici (1982, 1984 e 2007 nel caso del TYNDP-2020; 1995, 2008 e 2009 per il TYNDP-2022). I dati meteorologici utilizzati nello SCR CH si riferiscono invece all'anno 2012, per cui i profili relativi alla produzione (in particolare energie rinnovabili e forza idrica) e alla domanda in Svizzera e nell'UE non coincidono necessariamente. Ai fini di una maggiore coerenza e anche per testare lo sviluppo delle reti con un set di dati meteorologici più ampio, si ritiene che sarebbe opportuno introdurre nella simulazione almeno un altro anno climatico, magari uno che coincida con gli scenari ENTSO-E. Idealmente occorrerebbe considerare, oltre a un anno climatico «stressante», anche uno tendenzialmente «medio» o favorevole.

Linee di transito/commerciali. Poiché la necessità di coordinarsi con gli sviluppi dell'UE rappresenta giustamente un punto cruciale dello SCR CH, anche il coordinamento con i progetti transfrontalieri dovrebbe essere affrontato nel TYNDP e nel PCI.

6. Elenco delle abbreviazioni

AES	Associazione delle aziende elettriche svizzere
AET	Azienda elettrica Ticinese
AIE	Agenzia internazionale dell'energia (International Energy Agency)
ASIG	Associazione svizzera dell'industria del gas
Auto	Autovetture
CaF	Cancelleria federale
CF	Consiglio federale
CG MPP	Conferenza governativa per gli affari militari, la protezione civile e i pompieri
CH	Confoederatio Helvetica
CHF	Franco svizzero
CN	Centrale nucleare
CN	Centrale nucleare
CO ₂	Anidride carbonica
CORE	La Capacity Calculation Region comprende i confini delle zone di offerta tra Austria, Belgio, Croazia, Repubblica Ceca, Francia, Germania, Ungheria, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovacchia e Slovenia
CP	Centrale di pompaggio
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
DE	Scenario «Distributed Energy» del TYNDP 2020
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EEG	Legge tedesca sulle energie rinnovabili
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica
Empa	Laboratorio federale di ricerca e di prova
ENTSO-E	Associazione dei gestori di rete di trasmissione elettrica
FER	Fédération des Entreprises Romandés
FFS	Ferrovie federali svizzere
FV	Fotovoltaico
GA	Scenario «Global Ambition» del TYNDP 2020
GeV	Centrale a ciclo combinato gas-vapore
GGS	Gruppo dei grandi clienti di energia
GJ	Gigajoule
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
kV	Kilovolt
LAEI	Legge sull'approvvigionamento elettrico
LEne	Legge sull'energia
LNG	Gas naturale liquefatto
LR	Livello di rete
MW	Megawatt
NET	Tecnologie a emissioni negative
NOVA	Ottimizzazione della rete prima del potenziamento e ampliamento
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
PCI	Progetti di interesse comune (Projects of common interest)
PE	Prospettive energetiche
PF	Politecnico federale
PHEV	Plug-in-Hybrid electric vehicle (veicolo elettrico ibrido plug-in)
PIL	Prodotto interno lordo
PJ	Petajoule
PLR	I Liberali, partito politico
PMI	Piccole e medie imprese
PNEC	Piani energetici e climatici nazionali
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
PSS	Partito socialista svizzero
PSS	Processo di sviluppo sistemico
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
RCP	Representative Concentration Pathway
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
UDC	Unione democratica di centro
UE	Unione Europea
UFE	Ufficio federale dell'energia
USAM	Unione svizzera delle arti e mestieri
USD	United States Dollar
USS	Unione sindacale svizzera
UST	Ufficio federale di statistica
VCL	Veicoli commerciali leggeri
ZERO A	Variante di scenario delle PE2050+
ZERO B	Variante di scenario delle PE2050+
ZERO base	Variante di scenario delle PE2050+
ZERO C	Variante di scenario delle PE2050+

7. Elenco dei partecipanti alla consultazione

Kantone / Cantons / Cantoni

Argovia, Appenzello Interno, Appenzello Esterno, Berna, Basilea Campagna, Basilea Città, Friburgo, Ginevra, Glarona, Grigioni, Giura, Lucerna, Neuchâtel, Nidvaldo, Obvaldo, San Gallo, Sciaffusa, Soletta, Svitto, Turgovia, Ticino, Uri, Vaud, Vallese, Zugo e Zurigo

In der Bundesversammlung vertretene politische Parteien / partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale / partiti rappresentati nell'Assemblea federale

Alleanza del Centro, PLR. I Liberali, Partito socialista svizzero e Unione democratica di centro

Gesamtschweizerische Dachverbände der Wirtschaft / associations faïtières de l'économie qui oeuvrent au niveau national/ associazioni mantello nazionali dell'economia

Unione sindacale svizzera e USAM Organizzazione mantello delle PMI svizzere

Kommissionen und Konferenzen / Commissions et conférences / Commissioni e Conferenze

EICom, EnDK e Conferenza governativa per gli affari militari, la protezione civile e i pompieri

Elektrizitätswirtschaft / Industrie électrique / Industria elettrica

Swissgrid, Associazione delle aziende elettriche svizzere, Regiogrid Associazione dei distributori di energia cantonali e regionali, Associazione svizzera di economia delle acque, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich e Primeo Energie

Industrie- und Dienstleistungswirtschaft / Industrie et services / Industria e servizi

Gruppo dei grandi clienti di energia e Fédération des Entreprises Romandés

Umwelt- und Landschaftsschutzorganisationen / Organisations pour la protection de l'environnement et du paysage / Organizzazioni ambientali e per la protezione del paesaggio

Fondazione svizzera per l'energia, WWF, Pronatura und PUSCH

Weitere energiepolitische und energietechnische Organisationen / autres organisations actives dans le domaine de la politique et des techniques énergétiques / Altre organizzazioni attive nell'ambito della politica energetica e delle tecniche energetiche

Associazione svizzera dell'industria del gas ed Energie Club Schweiz

Weitere Vernehmlassungsteilnehmende / Autres participants à la procédure de consultation / Altri partecipanti alla procedura di consultazione

Centre Patronal e Greenconnector AG

Privati: 0

Total / Total / Totale: 51