

Rete strategica 2040

Pianificazione della rete presso Swissgrid



Sommario

1	Executive Summary	4
1.1	Strutturazione del documento	7
2	Introduzione	8
2.1	Storia della pianificazione strategica della rete in Svizzera	10
2.2	Quadro normativo	11
2.2.1	Requisiti normativi in Svizzera	11
2.2.2	Requisiti normativi in Europa	12
3	Panoramica del processo di sviluppo della rete	14
4	Obiettivi, condizioni quadro e principi di pianificazione per la rete strategica	20
4.1	Obiettivi della pianificazione strategica della rete	23
4.2	Condizioni quadro per la pianificazione della rete	24
4.3	Principi di pianificazione per la Rete strategica	26
5	Processo per determinare la rete strategica	30
6	Scenari e regionalizzazione	34
6.1	Scenario di riferimento per la Svizzera	37
6.2	Regionalizzazione in Svizzera	40
6.3	Regionalizzazione all'estero	47
7	Determinazione della rete di partenza	48
8	Formazione della rete di riferimento	52
8.1	Descrizione del processo di creazione della rete di riferimento	55
9	Determinazione della rete target con l'aiuto dell'analisi costi/benefici	58
10	Appendice – glossario e abbreviazioni	66
10.1	Glossario	68
10.2	Abbreviazioni	71

1 Executive Summary

1 Executive Summary

I compiti legali centrali di Swissgrid¹ sono il continuo sviluppo della rete svizzera di trasmissione e il coordinamento con altri gestori di rete. In questo modo, potrà rinnovare il suo contributo all'attuazione della strategia energetica e a un approvvigionamento elettrico sicuro, performante ed efficiente nei prossimi decenni.

Nell'ambito del progetto Rete strategica 2040, Swissgrid entro il 2024 elabora e pubblica una pianificazione della rete a lungo termine con il 2040 come obiettivo. La base legale è stata elaborata nell'ambito della nuova legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento della rete elettrica (Strategia rete elettrica) e trova fondamento negli articoli 9a–d della legge federale sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7).

È previsto che il Consiglio federale approvi lo scenario di riferimento per la Svizzera (SCR CH) elaborato dall'Ufficio federale dell'energia (UFE) nell'autunno del 2022 in seguito a una consultazione pubblica.

Swissgrid e i gestori della rete di distribuzione collegata alla rete di trasmissione (rete di distribuzione ad alta tensione, livello di rete 3) implementano sul piano regionale i requisiti nazionali dell'SCR CH ai nodi di rete delle proprie reti. Dopo l'approvazione dell'SCR CH da parte del Consiglio federale, Swissgrid dispone di nove mesi di tempo, conformemente all'art. 9d cpv. 1 LAEI, per determinare il fabbisogno di ampliamento della rete di trasmissione, la cosiddetta rete strategica, e sottoporlo all'esame dell'EiCom. La Commissione federale dell'energia elettrica (EiCom) è tenuta a comunicare per iscritto a Swissgrid l'esito di detto esame entro nove mesi dalla presentazione della richiesta (art. 22 cpv. 2bis LAEI). Swissgrid pubblica poi la sua rete strategica.

Questo processo si ripete ogni quattro anni.

Il presente documento stabilisce come Swissgrid procede alla pianificazione della rete a lungo termine. Sono illustrati gli obiettivi della pianificazione della rete, le condizioni quadro e i principi centrali della pianificazione della rete, che costituiscono la linea direttrice per il processo di pianificazione odierno e futuro.

Per Swissgrid è importante pianificare una rete che sia sostenibile, rispettosa delle risorse, ecocompatibile ed economicamente efficiente. La rete del futuro dovrebbe avere un funzionamento stabile e sicuro. L'ampliamento della rete non è effettuato come riserva, bensì sulla base di considerazioni comprensibili e trasparenti. Swissgrid coinvolge tutti gli attori interessati nella pianificazione della rete e comunica con trasparenza e chiarezza. Lo scopo è promuovere una pianificazione coordinata dell'ampliamento della rete ed evitare investimenti paralleli e piste incerte.

Il presente documento («Pianificazione della rete presso Swissgrid») viene pubblicato sul sito web di Swissgrid e verrà adattato se necessario.

1.1 Strutturazione del documento

Il presente documento è suddiviso nei seguenti capitoli:

Il **capitolo 2** funge da **introduzione**. Esso delinea gli obiettivi del presente documento, ripercorre la storia della pianificazione della rete a lungo termine in Svizzera e illustra il quadro normativo in Svizzera e in Europa.

Il **capitolo 3** fornisce una panoramica del **processo di pianificazione della rete**.

Il **capitolo 4** contiene gli **obiettivi del processo di pianificazione della rete**, le relative **condizioni quadro e i principi di pianificazione**.

Il **capitolo 5** fornisce una panoramica del **processo di identificazione della rete strategica**. Le tappe intermedie sono descritte nei capitoli seguenti.

Il **capitolo 6** descrive gli **scenari** che costituiscono la base per la pianificazione della rete a lungo termine e il processo di regionalizzazione utilizzato per distribuire i valori specificati per la Svizzera ai singoli nodi della rete di trasmissione.

Il **capitolo 7** descrive la **rete iniziale**, che costituisce il punto di partenza per la pianificazione della rete di Swissgrid.

Il **capitolo 8** definisce il processo di creazione della **rete di riferimento**, in cui le future congestioni della rete sono evitate aggiungendo progetti di rete alla rete di partenza, identificati nell'ambito dell'applicazione degli scenari o durante gli stress test.

Il **capitolo 9** descrive la **formazione della rete target**. Per determinare la reale necessità di ciascun progetto aggiuntivo di rete, si procede a un'analisi multi-criterio costi/benefici. La rete target può quindi non includere tutti i progetti di rete aggiuntivi della rete di riferimento. Swissgrid definisce la somma dei progetti di rete aggiuntivi della rete target come la **rete strategica 2040**.

Il **capitolo 10** contiene il glossario e un elenco delle abbreviazioni.

¹ Cfr. LAEI art. 8 cpv. 1 e art. 9a–d.

2 Introduzione

2.1 Storia della pianificazione strategica della rete in Svizzera

La rete strategica 2040 è il risultato del terzo processo coordinato per l'ulteriore sviluppo della rete svizzera di trasmissione. Per la prima volta, si fonda sulla base giuridica elaborata nell'ambito della «Strategia Reti elettriche». Secondo questa base, la pianificazione deve essere ripetuta in modo comparabile ogni quattro anni.

I primi due progetti per la creazione delle reti strategiche 2015 e 2025 sono stati molto diversi dalla soluzione attuale.

- Nel 2008, la pianificazione della rete strategica 2015 è stata effettuata separatamente dagli otto proprietari della rete di trasmissione dell'epoca².
- Nel 2015, Swissgrid ha pianificato per la prima volta la rete strategica 2025 da sola. All'epoca, Swissgrid ha creato gli scenari, compito eseguito per la prima volta dall'UFE nella rete strategica 2040³.

La figura 1 riassume l'evoluzione del processo di pianificazione per la rete di trasmissione svizzera.

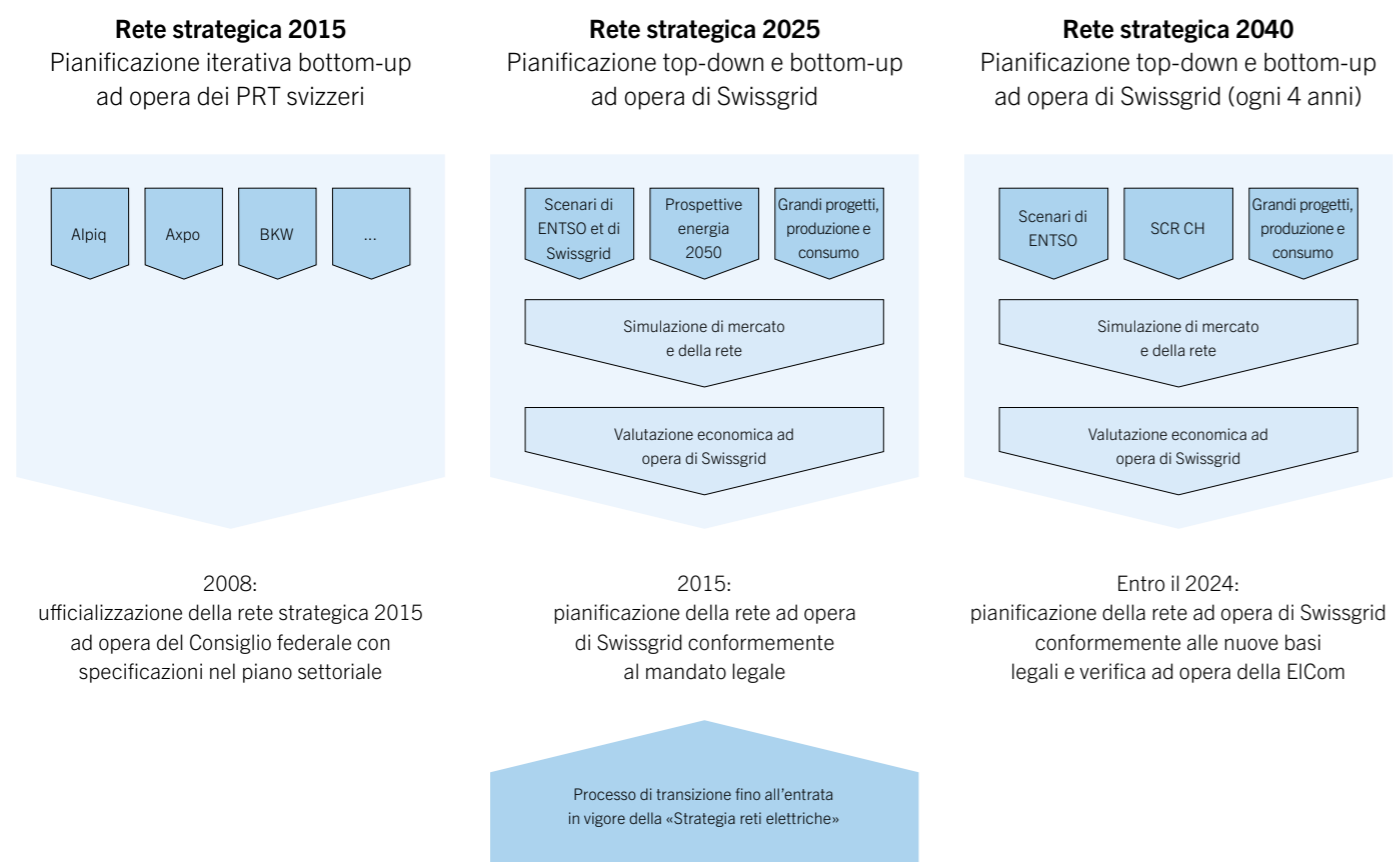


Figura 1 – Processo per lo sviluppo della rete di trasmissione in trasformazione

2.2 Quadro normativo

2.2.1 Requisiti normativi in Svizzera

Ai sensi dell'art. 8 cpv. 1 LAEI, i gestori di rete sono responsabili di garantire una rete sicura, performante ed efficiente.

Con l'entrata in vigore graduale (2019–2021) delle disposizioni della legge federale sulla trasformazione e l'ampliamento della rete elettrica («strategia reti elettriche»), il processo di pianificazione della rete è stato ulteriormente regolamentato (art. 9a–9d LAEI).

Lo scenario di riferimento per la Svizzera (SCR CH) è solo una base per la pianificazione della rete dei livelli di rete da 1 a 3. Swissgrid e i gestori della rete di distribuzione collegata alla rete di trasmissione (GRD sulla RT) formulano numerose ipotesi per l'implementazione a livello regionale dei requisiti dell'SCR CH nell'ambito del processo di regionalizzazione. Swissgrid avanza ulteriori ipotesi nell'ambito della modellizzazione dell'uso di centrali elettriche/accumulazione e l'uso della flessibilità (demand side management, demand side response). Ai fini della pianificazione della rete, Swissgrid si basa sul presupposto che il futuro quadro normativo garantirà uno sviluppo della produzione e del consumo nel quadro stabilito dall'SCR CH.

Swissgrid è tenuta a collaborare con i gestori di reti di trasmissione (GRT) esteri. È inoltre tenuta a rappresentare la Svizzera negli organi competenti (art. 20 cpv. 2 lett. e LAEI). La pianificazione della rete e la Rete strategica devono essere coordinate a livello internazionale. Detto coordinamento è garantito dall'appartenenza di Swissgrid a ENTSO-E, dal coordinamento bilaterale e dagli studi di rete comuni con i GRT direttamente limitrofi.

2 Rapporto del GT LVS del 28.02.2007: https://bhlaw.ch/wp-content/uploads/2018/08/Schlussbericht_AG_LVS_BFE_2007_Merker_d.pdf

3 Rapporto di Swissgrid sulla rete strategica 2025: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-brochure-it.pdf>

2.2.2 Requisiti normativi in Europa

L'ordinanza UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica⁴ incarica l'ENTSO-E all'art. 30 cpv. 1 lett. b di «preparare e pubblicare ogni due anni un piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello di Unione», ossia il TYNDP (Ten-Year Network Development Plan).

Il processo del TYNDP è diviso in otto tappe intermedie. Viene illustrato nella figura 2 qui di seguito.



Figura 2 – Panoramica del processo del TYNDP

La rete di trasmissione è un pilastro importante della Strategia energetica 2050. Sarà sviluppata ulteriormente e ottimizzata su base regolare in un processo coordinato.

⁴ Questa ordinanza tratta dal Clean Energy Package è un ulteriore sviluppo del Regolamento CE 2009/714.

3 Panoramica del processo di sviluppo della rete



Figura 3 – Processo di pianificazione e sviluppo della rete

La figura 3 mostra il processo di sviluppo della rete dalla pianificazione alla realizzazione di progetti di ampliamento della rete. Nella fase di pianificazione, il progetto della rete strategica determina il fabbisogno di ampliamento della rete sulla base dell'SCR CH approvato dal Consiglio federale e dei dati sullo sviluppo locale della produzione e del consumo regionalizzati dai gestori della rete di distribuzione collegata alla RT.

Le fasi di «**progettazione**» e «**realizzazione**», in cui i progetti di rete sono concretamente pianificati, approvati e costruiti, non fanno parte del progetto Rete strategica e quindi non sono descritte nel presente documento.

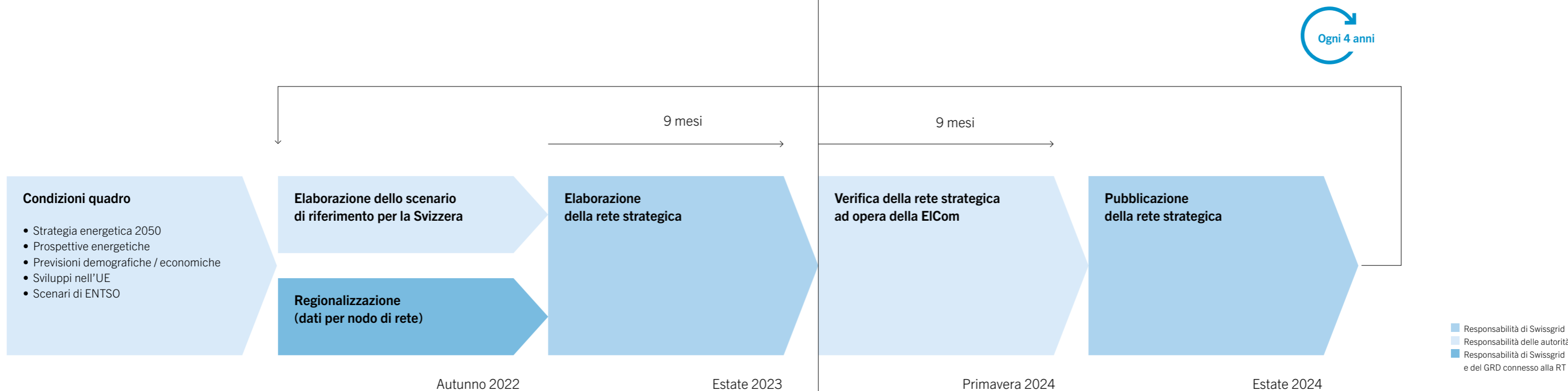


Figura 4 – Elaborazione ricorrente dell'SCR CH e della rete strategica

La figura 4 illustra il processo di creazione della rete strategica, che si ripete ogni quattro anni.

L'UFE prepara un SCR CH come base per la pianificazione della rete di trasmissione e delle reti di distribuzione ad alta tensione (LR1–3). L'SCR CH si basa sugli obiettivi di politica energetica del governo federale, sui dati del quadro macro-economico e tiene conto del contesto internazionale (in particolare gli scenari dell'ENTSO). L'SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è una base vincolante per le autorità (compresa l'EiCom) e per Swissgrid per la pianificazione delle reti elettriche (cfr. capitolo 6).

Gli obiettivi nazionali dell'SCR CH per lo sviluppo della produzione e del consumo, separati secondo le tecnologie o i gruppi di consumatori, sono poi implementati a livello regionale attraverso un **processo di regionalizzazione** sviluppato da un gruppo di lavoro settoriale.

Il processo di regionalizzazione descrive come i dati chiave nazionali per parametro sono distribuiti ai comprensori (aree di approvvigionamento) dei gestori di rete del livello di rete 3 (LR3) e successivamente ai nodi di rete (LR1 e LR3), creando così una base dati utilizzabile (ossia specifica per nodo) per la pianificazione della rete.

I gestori di rete a tutti i livelli di rete coordinano la propria pianificazione della rete e forniscono l'un l'altro le informazioni necessarie gratuitamente. Questo include, in particolare, informazioni sulla rete esistente, sui progetti di rete previsti e sulle previsioni di produzione e consumo. Nello specifico, Swissgrid è tenuta a prendere in conto lo sviluppo della rete sul LR3 nella pianificazione della rete strategica.

Sulla base dell'SCR CH e dei dati regionalizzati che ne derivano, Swissgrid elabora la **rete strategica**. La rete strategica descrive e giustifica i progetti di rete previsti per il periodo in esame. Il piano pluriennale o il rapporto sulla rete strategica devono essere presentati all'EiCom entro nove mesi dall'approvazione dell'SCR CH da parte del Consiglio federale.

L'**EiCom esamina** la rete strategica entro nove mesi per stabilire se i progetti di rete che comprende sono efficaci e adeguati dal punto di vista tecnico ed economico. Se l'EiCom avanza eventuali obiezioni, saranno eseguiti i conseguenti adattamenti alla rete strategica.

Successivamente, la rete strategica 2040 verificata sarà **pubblicata** da Swissgrid mediante misure di comunicazione adeguate.

Ogni quattro anni, questo processo ricomincia con l'aggiornamento dell'SCR CH.

4 Obiettivi, condizioni quadro e principi di pianificazione per la rete strategica

4 Obiettivi, condizioni quadro e principi di pianificazione per la rete strategica

La figura 5 fornisce una panoramica degli obiettivi centrali, delle condizioni quadro da rispettare e dei principi di pianificazione per il progetto Rete strategica.

Obiettivi della pianificazione di rete a lungo termine

Una rete solida e ottimizzata sul piano economico garantisce la sicurezza dell'approvvigionamento per diversi scenari e costituisce la base per la transizione energetica. Nella pianificazione l'attenzione è rivolta alla conservazione delle risorse e al minimo impatto ambientale.

Condizioni quadro per la pianificazione della rete

Lo sviluppo della produzione e del consumo in Europa e in Svizzera è un dato fornito (SCR CH).	La relazione poco chiara con l'UE porta all'incertezza sulla capacità di trasporto transfrontaliero e sulle possibilità di importazione della Svizzera.	L'ulteriore sviluppo della gestione della rete e degli strumenti operativi per il controllo del flusso di carico aumenta la solidità della futura rete di trasporto.
--	---	--

Principi di pianificazione per RS2040

Gli impatti ambientali sono minimizzati attraverso il principio NOVA, il raggruppamento delle infrastrutture, la neutralità della tecnologia (cavo, linea aerea) e la riduzione del numero di sottostazioni.

Si evitano future congestioni della rete e violazioni dei valori di tensione.	La flessibilità degli impianti di accumulo, dei produttori e dei consumatori è presa in considerazione solo se può essere utilizzata.	Le parti interessate pertinenti sono coinvolte nel processo di pianificazione della rete.
La stabilità dinamica della rete è assicurata.	I progetti di rete sono realizzati se hanno un rapporto costi / benefici positivo.	I risultati sono comunicati in modo trasparente e comprensibile.

Figura 5 – Obiettivi, condizioni quadro e principi di pianificazione per la rete strategica

Per raggiungere gli obiettivi, la conoscenza e il rispetto delle condizioni quadro sono altrettanto importanti quanto dei principi di pianificazione chiaramente definiti, che costituiscono la linea direttrice per il processo di pianificazione della rete di Swissgrid.

Il processo di pianificazione della rete è effettuato su base legale ogni quattro anni. I ruoli degli attori coinvolti sono chiaramente definiti. Il processo è reso sostenibile dalla documentazione dettagliata delle procedure, delle ipotesi e dei risultati. In questo modo è possibile migliorare la qualità ciclicamente.

4.1 Obiettivi della pianificazione strategica della rete

Una rete solida e ottimizzata sul piano economico garantisce la sicurezza dell'approvvigionamento per diversi scenari e costituisce la base per la transizione energetica.

Ciò significa che la rete strategica sarà pianificata in modo così solido da poter dominare le sfide della transizione energetica e che nel 2040 sarà disponibile anche una rete svizzera di trasmissione in grado di assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento. Questo obiettivo è raggiunto grazie a una soluzione il più possibile ottimizzata dal punto di vista economico. A tal fine, Swissgrid adotta una visione globale del sistema elettrico (mercato e rete) e trova soluzioni sostenibili e ottimizzate a costi ragionevoli.

La pianificazione della rete è attenta alla conservazione delle risorse e a un impatto ambientale minimo.

Ciò significa che la rete esistente è utilizzata nel modo più efficiente possibile prima di un ampliamento della rete (principio NOVA) e che si segue una pianificazione cosciente e sostenibile, fattore di successo essenziale per permettere l'accettazione e quindi la realizzazione della Rete strategica. Nella realizzazione di progetti di rete, Swissgrid si assicura che l'impatto sulla popolazione e sull'ambiente sia ridotto al minimo. Una valutazione di quanto questi principi siano rispettati è effettuata nell'analisi costi/benefici (cfr. beneficio Z4 nel capitolo 9).

4.2 Condizioni quadro per la pianificazione della rete

Lo sviluppo della produzione e del consumo in Europa e in Svizzera è un dato fornito nell'SCR CH.

Per poter affrontare con successo le sfide e gli sviluppi futuri, è necessaria una rete di trasmissione efficiente e in linea con detti requisiti. Occorre osservare i seguenti punti:

- Con la strategia energetica 2050, la Svizzera mira a decarbonizzare l'economia e la società nell'ambito dei suoi obiettivi climatici (emissioni nette di gas a effetto serra pari a zero entro il 2050). Il consumo di elettricità continuerà ad aumentare nonostante le misure di efficienza. La pianificazione dell'ampliamento della rete si basa sull'SCR CH, sottoposto a consultazione pubblica e approvato dal Consiglio federale, dal quale si possono dedurre le future esigenze della rete di trasmissione.
- Secondo l'SCR CH, l'approvvigionamento elettrico in Svizzera deve essere assicurato a lungo termine da un mix di produzione decentralizzata e rinnovabile, energia idroelettrica, importazioni di elettricità e tecnologie di accumulazione⁵. Anche in futuro la Svizzera dipenderà dalle importazioni di elettricità, soprattutto nei mesi invernali. Swissgrid prende in considerazione e valuta le condizioni quadro in costante evoluzione in Europa (p. es. decentralizzazione della generazione di energia elettrica, abbandono progressivo dell'energia nucleare e del carbone, relazioni CH-UE, crisi energetiche, conflitti internazionali), che influenzano le opportunità di importazione dall'estero.
- I tre scenari dell'SCR CH includono diversi sviluppi possibili a livello della produzione e del consumo in Svizzera e in Europa. In particolare, il carbone e il nucleare riducono le opportunità di esportazione dei paesi vicini alla Svizzera. Uno scenario dell'SCR CH prevede pertanto la costruzione di centrali a gas per la Svizzera. Swissgrid seleziona i siti per queste centrali a gas in accordo con l'EICOM e le parti interessate.

La relazione poco chiara con l'UE porta all'incertezza sulla capacità di trasporto transfrontaliero della Svizzera e sulle possibilità di importazione.

Vanno tenuti presente i seguenti punti:

- Guardando al 2040, nutriamo la speranza che la Svizzera e l'UE trovino un modo per lavorare insieme per ottenere benefici reciproci. L'UE può approfittare della Svizzera, che si trova al centro dell'Europa, come Paese di transito. Nessun altro Paese in Europa ha un numero comparabile di linee di confine e di flussi di transito. L'Europa è importante per la Svizzera sia per quanto riguarda la commercializzazione dell'energia idroelettrica svizzera che per la sicurezza dell'approvvigionamento in inverno.
- Swissgrid è membro dell'ENTSO-E⁶ ed è quindi integrata nel processo di sviluppo della rete europea. La Svizzera impiega gli scenari dell'ENTSO per la modellizzazione dello sviluppo in altri Paesi europei.
- L'attuazione del «Clean Energy Package» dell'UE, che prevede il criterio del 70% minRAM e il Flow Based Market Coupling (FBMC), potrebbe avere un impatto negativo sulla capacità di trasporto transfrontaliero utilizzabile alle frontiere svizzere. È quindi importante che la Svizzera sia pienamente reintegrata nei processi europei il più presto possibile⁷. Per il periodo transitorio, Swissgrid e i GRT limitrofi devono trovare un modo per coinvolgere adeguatamente la Svizzera nel processo di determinazione della capacità (p. es. tramite contratti di diritto privato come il SAFA).
- Non è certo come e quando le frontiere svizzere saranno integrate nell'allocatione delle capacità dell'FBMC. Per tenerne conto, Swissgrid assume una capacità di trasporto minima garantita per la pianificazione della rete per il 2030, mentre la piena integrazione nell'FBMC è ipotizzata per il 2040.
- È anche incerto quali decisioni prenderà il Consiglio federale nei prossimi anni a causa delle relazioni ambigue con l'UE. Gli effetti di queste decisioni sulla pianificazione della rete devono essere analizzati e, se necessario, devono essere adottate delle misure.

L'ulteriore sviluppo della gestione della rete e degli strumenti operativi per il controllo del flusso di carico aumenta la solidità della futura rete di trasporto.

La gestione della rete sta diventando ancora più efficiente e sicuro attraverso ulteriori sviluppi in termini di previsione, coordinamento, tecnologia dei sensori, tecnologia di analisi, l'utilizzo di nuovi prodotti di flessibilità e la controllabilità dei flussi di energia elettrica e, al contempo, più complesso ed esigente. Occorre osservare i seguenti punti:

- Per poter riconoscere tempestivamente i flussi di energia elettrica e le possibili congestioni della rete, sono necessarie previsioni della produzione (fotovoltaica, eolica) e del consumo di elettricità dipendenti dall'offerta. A tal fine, le previsioni meteorologiche, che già oggi sono disponibili con un'ottima risoluzione, devono essere collegate alle informazioni sugli impianti esistenti (potenza, ubicazione, direzione, ecc.).
- Swissgrid definirà la sua area di monitoraggio («area osservabile») insieme ai GRT esteri e ai GRD svizzeri entro il 2023. Le messe fuori servizio e le manovre di collegamento sono coordinate per gli strumenti operativi dell'area osservabile e i valori misurati in tempo reale sono scambiati.
- I flussi di energia elettrica, le temperature, la freccia della linea, ecc. saranno misurati in futuro per le linee fortemente caricate. La capacità di trasmissione e gli eventuali costi di redispatch possono essere ottimizzati in questo modo.
- I prodotti di flessibilità per i consumatori, i produttori e l'accumulazione sono creati (mercato integrato, Equigy, ecc.) e utilizzati in modo mirato.
- Gli strumenti operativi per il controllo del flusso di carico e il mantenimento della tensione (p. es. FACTS, PST, trasformatori con regolazione longitudinale e in quadratura) consentono di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, p. es. caricando linee parallele nel modo più uniforme possibile. Questo può anche ridurre le perdite di potenza attiva. Grandi quantità di elettricità possono essere trasportate su lunghe distanze in modo mirato con le linee HVDC. Questa tecnologia sarebbe adatta, p. es., per collegare i grandi parchi fotovoltaici/eolici all'estero con le centrali ad accumulazione con pompaggio in Svizzera.

In linea di principio, si dovrebbe notare che non si può partire dal presupposto che la configurazione del mercato e il quadro normativo siano sempre costanti. Per esempio, attualmente non ci sono incentivi basati sul mercato per cercare la sicurezza del sistema con una soluzione economicamente ottimale (p. es. prodotti di flessibilità). La situazione potrebbe cambiare nei prossimi anni, eventualmente riducendo la necessità di ampliamento della rete.

Sono concepibili cambiamenti di paradigma dovuti a un improvviso aumento della mobilità elettrica o all'improvvisa eliminazione dell'energia nucleare, ecc. e devono essere gestiti immediatamente. L'approvazione dei progetti di ampliamento della rete richiede almeno da 10 a 15 anni. Quando si pianifica una rete solida, queste diverse dimensioni temporali devono essere prese in considerazione.

⁵ L'SCR CH ipotizza un tempo di funzionamento di 50 anni per le centrali nucleari in Svizzera, affinché a lungo termine non contribuiscano più alla generazione di energia elettrica.

⁶ L'esclusione di Swissgrid da ENTSO-E può essere contemplata. In tal caso, si dovrebbero trovare soluzioni contrattuali analoghe nell'interesse di entrambe le parti per quanto riguarda la pianificazione della rete interconnessa comune. Pertanto, questa incertezza non sarà oggetto di ulteriori discussioni nella presente.

⁷ La piena integrazione richiede un accordo sul transito di energia elettrica con l'UE, che a sua volta richiede un accordo quadro o comparabile. Detti accordi potrebbero richiedere ben dieci anni per essere conclusi.

4.3 Principi di pianificazione per la Rete strategica

Gli impatti ambientali sono minimizzati attraverso il principio NOVA, il raggruppamento delle infrastrutture, la neutralità della tecnologia (cavo, linea aerea) e la riduzione del numero di sottostazioni.

- Swissgrid non sta ampliando la rete per scopi di riserva. Swissgrid utilizza innanzitutto la rete esistente nel modo più efficiente possibile (Remedial Actions), la rafforza se necessario e costruisce nuove linee solo se assolutamente necessario. Le linee non necessarie in modo permanente sono smantellate laddove possibile (principio NOVA⁸).
- Per principio, Swissgrid non amplia la rete allo scopo di consentire in qualsiasi momento una messa fuori servizio arbitraria per lavori di manutenzione e di ampliamento della rete. Questo principio può essere derogato solo in casi giustificati, p. es. qualora non sia possibile garantire una gestione sicura della rete con l'aiuto di elementi di rete temporanei o di misure di redispatch.
- Accorpando le linee di trasporto con le strade nazionali e le linee ferroviarie⁹, il numero di percorsi paralleli dovrebbe essere ridotto a lungo termine. Swissgrid tiene conto dei risultati della Conferenza sull'assetto del territorio (CAT) e si coordina con gli uffici federali competenti (USTRA, UFT), le FFS e i partner di progetto interessati (p. es. il secondo tunnel del Gottardo, il tunnel del Grimsel).

- Swissgrid tiene conto dell'impatto sullo spazio e sull'ambiente, degli aspetti tecnici e della fattibilità economica quando cerca il miglior corridoio di linea e seleziona la tecnologia di trasmissione da utilizzare. Per ogni progetto di rete, Swissgrid verifica sia varianti con linee aeree sia varianti con cavi interrati¹⁰. Entrambe le tecnologie presentano sia vantaggi che svantaggi in relazione a progettazione, costruzione ed esercizio e manutenzione. Il progetto «Rete strategica» avanza ipotesi sulla variante di implementazione per poter produrre una stima dei costi. La determinazione del corridoio e della tecnologia di trasmissione avverrà solo nel quadro del successivo «Coordinamento territoriale (procedura del piano settoriale nazionale)».
- Rispetto ad altri Paesi, la Svizzera vanta un gran numero di sottostazioni su una superficie ridotta. Una causa è, per esempio, la presenza di diverse grandi centrali idroelettriche in uno spazio ristretto. Nel contesto degli investimenti di sostituzione, si esaminerà in coordinamento con i GRD locali quali sottostazioni possono essere unite o smantellate, se del caso. Questo può portare a un risparmio sui costi nel lungo termine.
- Un incentivo finanziario attualmente errato nei costi per l'utilizzazione della rete (tariffa di base) porta i GRD a ridurre il più possibile il numero dei loro punti di allacciamento alla RT, riducendo la sicurezza dell'approvvigionamento e della rete dei GRD e rendendo più difficile la gestione e la manutenzione della rete da parte di Swissgrid. La Confederazione intende sopprimere la disposizione corrispondente nell'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI). Conformemente all'atto mantello¹¹, potrebbe avvenire intorno al 2025.

Si eviteranno le future congestioni della rete e violazioni dei valori di tensione.

- Con l'aiuto della simulazione della rete, Swissgrid è in grado di vedere quali elementi di rete sperimenteranno ripetutamente n-1 o violazioni di tensione in futuro.
- Si procederà inoltre alla verifica dell'insorgere di eventuali congestioni a livello dell'attuale gestione della rete che la simulazione della rete non ha mostrato. Anche questi casi saranno considerati, se necessario.
- Le congestioni esistenti e future saranno risolte con misure di ampliamento della rete qualora l'implementazione di Remedial Actions non sia possibile, sufficiente o sia più costoso dell'ampliamento della rete.
- Poiché la rete transfrontaliera svizzera è molto ben sviluppata, la maggior parte dei progetti saranno volti all'espansione della rete in Svizzera. Una rete solida a livello nazionale costituisce una buona base per lo scambio internazionale di elettricità.
- L'ampliamento della rete è guidato dalla domanda e serve a eliminare le congestioni della rete, indipendentemente dal punto in cui si verificano, assicurando un approvvigionamento elettrico affidabile in tutta la Svizzera.

La stabilità dinamica della rete è assicurata.

- Come risultato dello smantellamento delle grandi centrali termoelettriche in Europa, la massa rotante collegata alla rete di trasmissione è ridotta, il che rende più importante garantire la stabilità dinamica della rete.
- Pertanto, la stabilità dinamica della rete di riferimento è testata mediante stress test.

I progetti di rete sono realizzati se hanno un rapporto costi/benefici positivo.

- Per ogni progetto di rete che costa più di un milione di franchi, Swissgrid esegue e documenta un confronto costi/benefici uniforme.
- Le categorie di benefici comprendono: valore aggiunto economico, riduzione delle emissioni di CO₂, migliore integrazione delle energie rinnovabili, riduzione dei costi dovuti a perdite di rete e di redispatch, aumento della sicurezza della rete/approvvisionamento, riduzione dell'impatto ambientale, resilienza¹².
- A seconda del criterio, il beneficio è mostrato in termini monetari, quantitativi o qualitativi.

8 Il messaggio sulla «Strategia delle reti elettriche» afferma quanto segue: «Le varie misure singole di un progetto di rete devono essere sempre osservate globalmente. Nei progetti di rete concreti con molte misure singole il principio NOVA va dunque applicato in modo tale che ne risulti una soluzione globalmente lungimirante e, dunque, efficiente. I principi di pianificazione della rete che riflettono il principio NOVA non portano, dunque, necessariamente dapprima a un'ottimizzazione, poi a un potenziamento e infine a un ampliamento. In particolare, una legislazione rilevante in materia di protezione dell'ambiente può porre dei limiti all'ottimizzazione o al potenziamento della rete introducendo valori limite vincolanti, ad esempio riguardo alle radiazioni non ionizzanti o all'inquinamento fonico.»

9 Cfr. [Raggruppamento di elettrodotti con strade nazionali e linee ferroviarie \(admin.ch\)](#).

10 Lo schema di valutazione e il manuale per le linee di trasmissione pubblicati dall'Ufficio federale dell'ambiente costituiscono la base per la decisione tecnologica.

11 Messaggio sul decreto relativo all'atto mantello (cfr. pag. 49): «Il riversamento dei costi dalla rete di trasmissione (livello di rete 1) alla rete di distribuzione (livelli di rete 2-7) non deve essere più ripartito in 30 per cento di tariffa di lavoro, 60 per cento di tariffa di potenza e 10 per cento di tariffa di base, bensì in 10 per cento di tariffa di lavoro e 90 per cento di tariffa legata alla potenza.»

12 Un progetto di rete vanta una maggiore resilienza se diversi scenari ne dimostrano la necessità.

L'elemento centrale della Rete strategica è un approvvigionamento energetico sicuro, efficiente e sostenibile.

La flessibilità degli impianti di accumulazione, dei produttori e dei consumatori è presa in considerazione solo se può essere utilizzata.

- Con l'intelligenza artificiale, il controllo decentralizzato dei consumi e lo smart peak shaving per la produzione fotovoltaica/eolica, è possibile alleggerire sia le reti locali che la rete di trasmissione.
- Nella pianificazione della rete, questi potenziali sono presi in considerazione solo se Swissgrid può effettivamente utilizzarli in qualsiasi momento e in modo permanente. Per questo, è necessario creare condizioni quadro normative e concludere contratti, ad oggi non ancora a punto. Dal punto di vista attuale, queste opzioni servono principalmente ad aumentare la sicurezza operativa, ma difficilmente a ridurre la necessità di ampliamento della rete.
- La pianificazione della rete mostra quale flessibilità sarebbe richiesta ai consumatori, alle centrali elettriche o agli impianti di accumulazione per evitare uno specifico progetto di linea. Su questa base, si può esaminare se la flessibilità necessaria può essere ottenuta in modo affidabile per contratto e a quale costo, evitando così l'ampliamento della rete.

Le parti interessate sono coinvolte nel processo di pianificazione della rete e i risultati sono comunicati in modo trasparente e comprensibile.

- Swissgrid coordina la pianificazione della rete di trasmissione con la pianificazione delle reti di trasmissione dei Paesi limitrofi, la pianificazione delle reti di distribuzione e delle centrali elettriche sulla rete svizzera di trasmissione e la pianificazione della rete ad alta tensione delle FFS.
- Swissgrid collabora strettamente con i partner dell'industria e le autorità alla definizione dei requisiti necessari per i dati, alla regionalizzazione dei requisiti nazionali e al processo di attuazione.
- Swissgrid comunica la Rete strategica e la procedura per determinarla in modo trasparente e comprensibile.

5 Processo per determinare la rete strategica

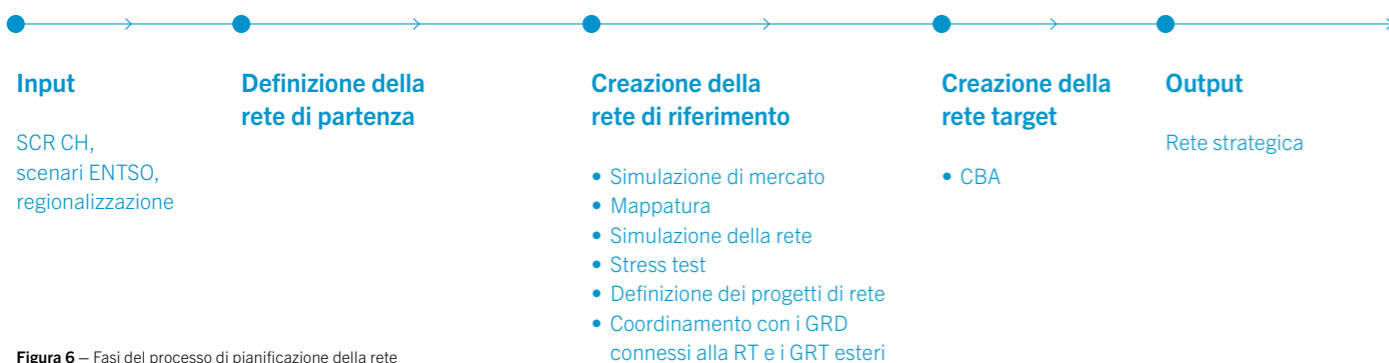


Figura 6 – Fasi del processo di pianificazione della rete

La figura 6 mostra le sottofasi del processo di pianificazione della rete presso Swissgrid.

L'SCR CH¹³ e gli scenari dell'ENTSO¹⁴ assegnati in esso costituiscono le **variabili di input** essenziali per il processo di pianificazione della rete. Inoltre, Swissgrid riceve informazioni sull'andamento della produzione e del consumo in Svizzera dal processo di regionalizzazione dai gestori di reti di distribuzione (GRD) e dai gestori delle centrali elettriche (GCE) che sono direttamente collegati alla rete di trasmissione (RT), nonché dalle FFS.

Punto di partenza del processo di pianificazione della rete è la cosiddetta **rete iniziale**. Questo modello di rete europea include tutti gli elementi di rete che sono in funzione ad oggi e che rimarranno o entreranno in servizio entro il 2030¹⁵.

Successivamente, con l'aiuto di simulazioni di mercato e di rete, nonché di stress test, la cosiddetta **rete di riferimento** è formata aggiungendo nuovi progetti di rete alla rete iniziale e coordinandoli con GRD allacciati alla RT e GRT esteri¹⁶.

Dopo la finalizzazione della rete di riferimento, segue la **formazione della rete target**. Con l'aiuto dell'**analisi costi/benefici**¹⁷ sono valutati tutti i progetti di rete aggiuntivi nella rete di riferimento. In linea di principio, solo i progetti i cui benefici superano i costi entrano a far parte della rete target. Il totale dei progetti di rete aggiuntivi nella rete target 2040 rispetto alla rete di partenza è la **Rete strategica**.

Il punto di partenza del processo di pianificazione della rete è la rete iniziale. Questo modello di rete europea include tutti gli elementi di rete che sono in servizio ad oggi e che saranno ancora in servizio entro il 2030.

¹³ L'SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è vincolante per la pianificazione della Rete strategica. In detto contesto, scenari ENTSO selezionati vengono inoltre dichiarati come base di pianificazione vincolante per gli sviluppi all'estero.

¹⁴ ENTSO-E ed ENTSO-G sviluppano congiuntamente lo scenario di riferimento ENTSO per l'elettricità e il gas per l'Europa ogni 2 anni.

¹⁵ A causa dei procedimenti giudiziari in corso, sussiste una certa incertezza in questa ipotesi.

¹⁶ Entro nove mesi, questo coordinamento non può essere completato, soprattutto se si rendono necessari studi congiunti.

¹⁷ L'analisi costi/benefici è basata sulla «Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects» di ENTSO-E.

6 Scenari e regionalizzazione

6 Scenari e regionalizzazione



Questo capitolo descrive gli scenari nazionali ed europei e la loro regionalizzazione, che costituiscono le variabili di input esterne per il successivo processo di pianificazione della rete di Swissgrid.

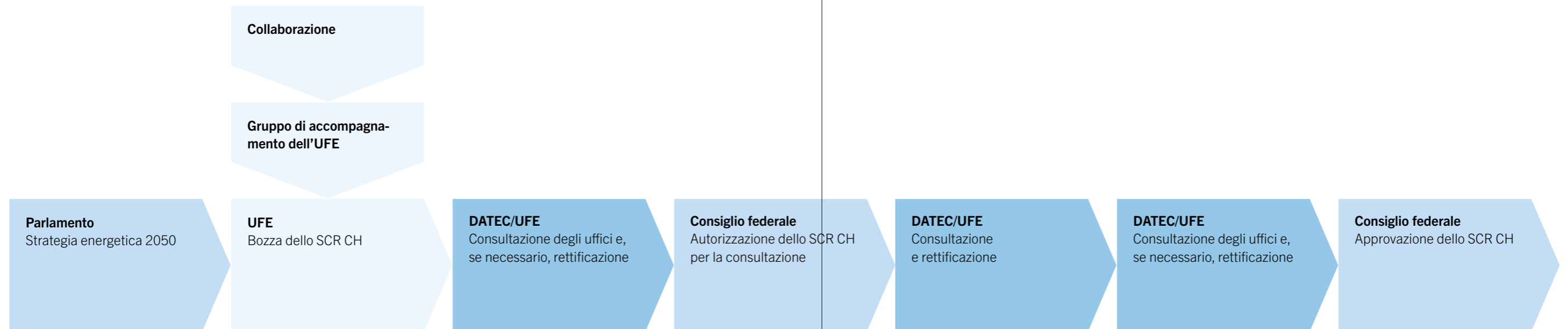


Figura 7 – Processo di creazione e approvazione dell'SCR CH

6.1 Scenario di riferimento per la Svizzera

L'UFE prepara un SCR CH come base per la pianificazione della rete di trasmissione e delle reti di distribuzione ad alta tensione (LR1–3). L'SCR CH si basa sugli obiettivi di politica energetica del governo federale, sui dati del quadro macro-economico e tiene conto del contesto internazionale (in particolare gli scenari dell'ENTSO). L'SCR CH è approvato dal Consiglio federale ed è una base vincolante per le autorità (compresa l'ElCom) e per Swissgrid per la pianificazione delle reti elettriche.

Nell'elaborazione dell'SCR CH, l'UFE coinvolge la società di rete nazionale, i rappresentanti dei gestori delle reti di distribuzione, i cantoni e ulteriori parti interessate (tra cui i GCE, le FFS e le associazioni economiche e ambientali) (cosiddetto gruppo di accompagnamento). L'SCR CH mostra la gamma dei possibili sviluppi dell'industria energetica (periodo 10 e 20 anni). Figura 7 illustra il processo di creazione e approvazione dell'SCR CH.

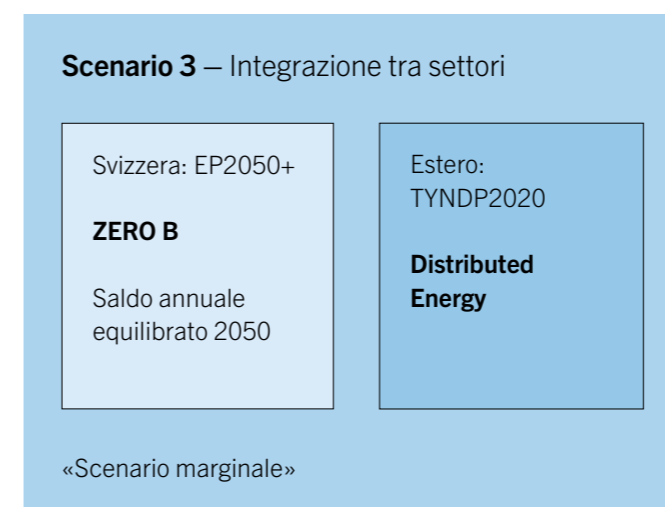
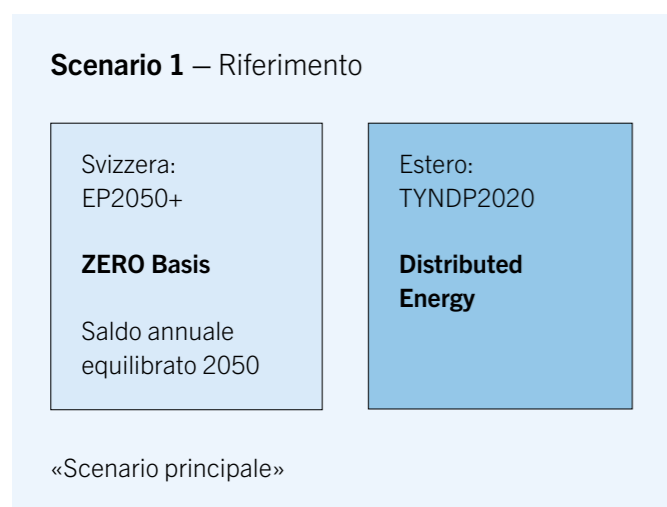
Uno scenario descrive un possibile sviluppo del mix di produzione e del consumo di elettricità in Svizzera.

L'SCR CH consiste in un numero di scenari che, conformemente all'art. 9a cpv. 3 LAEI, ne prevede al massimo tre.

Uno scenario non è una previsione del futuro. Ogni scenario descrive uno sviluppo futuro concepibile, coerente e possibile. Il probabile sviluppo futuro previsto dalla politica deve rientrare nella dimensione dello scenario di riferimento. Maggiori sono le sfide dei diversi scenari che la Rete strategica può affrontare, più solida è la sua pianificazione.

L'SCR CH, che costituisce la base della rete strategica 2040, comprende tre scenari. Tutti e tre gli scenari si basano sulle prospettive energetiche 2050+ (PE2050+)¹⁸ pubblicate dall'UFE a novembre 2020 e sull'obiettivo di zero emissioni di gas a effetto serra entro il 2050. Gli anni di riferimento del primo scenario sono il 2030 e il 2040. Gli scenari dei gestori delle reti di trasmissione europei per l'elettricità e il gas (ENTSO-E ed ENTSO-G) costituiscono la base per gli sviluppi all'estero.

Gli scenari differiscono in termini di parco di centrali elettriche e di consumo. Gli scenari dell'SCR CH sono stati collegati a due scenari di ENTSO (cfr. figura 8). Swissgrid può quindi utilizzare i dati per la Svizzera dell'SCR CH e i dati per i Paesi europei dagli scenari di ENTSO assegnati in ogni caso.



Tutti e tre gli scenari sono compatibili con l'obiettivo di zero emissioni nette da raggiungere entro il 2050.

Figura 8 – SCR CH

Secondo l'UFE, lo **scenario 1, «Riferimento»**, è lo scenario principale a cui deve essere data priorità nella pianificazione della rete. Si basa sullo scenario PE2050+ «ZERO Basis» con la variante «Saldo annuale equilibrato 2050». È caratterizzato da una forte elettrificazione del sistema energetico e da una rapida espansione della generazione domestica di elettricità rinnovabile.

Lo sviluppo in Europa è basato sullo scenario dell'ENTSO «Distributed Energy», che presuppone un elevato numero di impianti di produzione decentralizzati in Europa.

Lo **scenario 2, «Divergenza»**, è basato sullo scenario PE2050+ «ZERO A» con la variante «Condizioni quadro attuali». È caratterizzato da un'elettrificazione del sistema energetico ancora più forte che nello scenario «ZERO Basis» abbinata a un'espansione limitata della generazione domestica di elettricità rinnovabile. Questa combinazione porta a un carico elevato sulle reti elettriche, specialmente dalle importazioni; è pertanto uno «scenario di carico».

Per quanto riguarda l'Europa, si fa riferimento allo scenario «Global Ambition» di ENTSO con un aumento degli impianti di produzione centralizzati di grandi dimensioni. L'associato aumento dei flussi di carico a lungo raggio conduce inoltre a maggiori carichi sulla rete di trasmissione.

Lo **scenario 3, «Accoppiamento dei settori»**, è basato sullo scenario PE2050+ «ZERO B» con la variante «Saldo annuale equilibrato 2050». È caratterizzato da un'elettrificazione più debole del sistema energetico rispetto allo scenario «ZERO Basis» e da un maggiore utilizzo di biogas e gas sintetici per la generazione di corrente elettrica, nonché di centrali elettriche a gas (centrali di riserva che possono immettere energia nella rete elettrica a breve termine, se necessario) che sono gestite a lungo termine con idrogeno per lo più importato. La minore domanda di elettricità e la maggiore generazione domestica di energia elettrica hanno messo meno a dura prova le reti elettriche.

Come lo scenario 1, è combinato con lo scenario «Distributed Energy» dell'ENTSO.

Nell'SCR CH, le capacità di trasporto transfrontaliero limitate (valori NTC) concordate con i Paesi limitrofi per l'anno 2025 sono assunte uniformemente per tutti gli scenari. Se, nel corso delle sue analisi, Swissgrid dovesse riconoscere la necessità di un aumento delle capacità di trasporto transfrontaliero, discuterebbe i relativi progetti con i GRT esteri e ne giustificerebbe la necessità all'EiCom.

Tutti e tre gli scenari sono utilizzati per creare la rete di riferimento. La valutazione dei progetti con la metodologia CBA (cfr. capitolo 9), invece, è effettuata solo per lo scenario guida «referenza», in quanto si presume che sia quello più probabile per l'SCR CH.

6.2 Regionalizzazione in Svizzera

L'SCR CH contiene dati aggregati a livello nazionale per i diversi tipi di centrali elettriche, impianti di stoccaggio e consumatori per tre scenari per gli anni 2030/40. L'obiettivo della regionalizzazione è determinare il cambiamento per parametro, per nodo di rete di LR1 e 3. Questo crea la base dati necessaria per la pianificazione della rete.

I possibili metodi di regionalizzazione sono descritti nel documento dell'UFE «Linee guida per la regionalizzazione». Le linee guida dell'UFE non fanno parte dell'SCR CH e non sono legalmente vincolanti. La progettazione della regionalizzazione concreta rimane di competenza e responsabilità dei rispettivi gestori di rete.

Swissgrid e i GRD si sono coordinati in un gruppo di lavoro di settore per il processo di attuazione della regionalizzazione. Il documento preparato congiuntamente «Dati di pianificazione della rete per la Rete strategica 2040» descrive la regionalizzazione come sarà o è stata realizzata nel 2022.

La guida dell'UFE distingue quattro principi per la regionalizzazione. La descrizione di questi principi è illustrata nella figura 9.

Potenza installata	Principi	Descrizione
≥ 10 MW	A Nessuna regionalizzazione	<ul style="list-style-type: none"> • La sede e la potenza sono note. • Le disattivazioni / gli incrementi di potenza e la potenza di nuovi impianti per nodo di rete possono avvenire solo se i produttori di energia elettrica, i gestori degli impianti ad accumulazione e i grandi consumatori rispettano i seguenti principi: <ul style="list-style-type: none"> – notifica al gestore della rete alla quale il sistema è / sarà allacciato; – senza notifica e permesso di costruzione, la pianificazione della rete non è presa in considerazione; – i permessi di costruzione e le richieste di allacciamento alla rete devono essere presentati entro una scadenza pubblicata dal gestore della rete.
< 10 MW	B Sedi esistenti	<ul style="list-style-type: none"> • Il parametro regionale per lo sviluppo della potenza può essere distribuito alle sedi degli impianti esistenti in proporzione alla potenza già installata.
	C Aree potenziali	<ul style="list-style-type: none"> • Il parametro regionale per lo sviluppo della potenza non può essere collegato a specifiche sedi di impianti esistenti, in quanto sono ancora troppo pochi, distribuiti in modo disomogeneo o addirittura inesistenti. • Le aree potenziali sono identificate sulla base di informazioni aggiuntive. La distribuzione dell'incremento di potenza è effettuata sui nodi della rete che si trovano nelle aree potenziali.
	D Sviluppo capillare	<ul style="list-style-type: none"> • Lo sviluppo regionale avviene per regione o nodo della rete in modo proporzionale, ad esempio, alla popolazione o allo sviluppo economico. • Adatto anche per nuove costruzioni capillari per le quali non sono disponibili sedi / aree potenziali.

Figura 9 – Principi di regionalizzazione secondo la guida dell'UFE

La figura 10 contiene i vari parametri dell'SCR CH e i principi di regionalizzazione raccomandati per ogni parametro nella guida dell'UFE. Nel caso del fotovoltaico, le linee guida dell'UFE nel testo considerano sensata anche una combinazione dei principi C e D.

Generatore di corrente elettrica	Principio	Impianto ad accumulazione	Principio
Centrali ad acqua fluente	A	Centrali ad accumulazione con pompaggio	A
Impianti ad accumulazione	A	Batterie decentralizzate	D
Centrali ad accumulazione con pompaggio	A		
Piccole centrali idroelettriche	B o C	Utilizzazione di energia elettrica	
Centrali nucleari	A	Consumo convenzionale	D
Centrali a ciclo combinato	A	• Settore economie domestiche	
Incenerimento dei rifiuti organici	A e B o D	• Settore industrie	
Altre centrali termoelettriche	A e B o D	• Settore prestazioni di servizi	
Biomassa (legno)	A e B o D	• Settore trasporti	
Centrali a biogas	A e B o D	Elettromobilità	D
Depurazione delle acque di scarico	B o D	Pompe di calore	D
Geotermia	A	Impianti Power-to-X	A
Fotovoltaico	D	Impianti Carbon-Capture	B
Impianti eolici	C	Pompe di alimentazione	–

Figura 10 – Metodi di regionalizzazione per parametro secondo le linee guida dell'UFE

La figura 11 fornisce una panoramica approssimativa sulle modalità di creazione dei valori obiettivo per nodo di rete e quindi la base per la pianificazione della rete sulla base dei dati dell'SCR CH, dei dati delle linee guida dell'UFE, di eventuali specifiche cantonali e dei dati raccolti sugli impianti esistenti e previsti.

Approvvigionamento di dati per la pianificazione della rete

Elenco GO

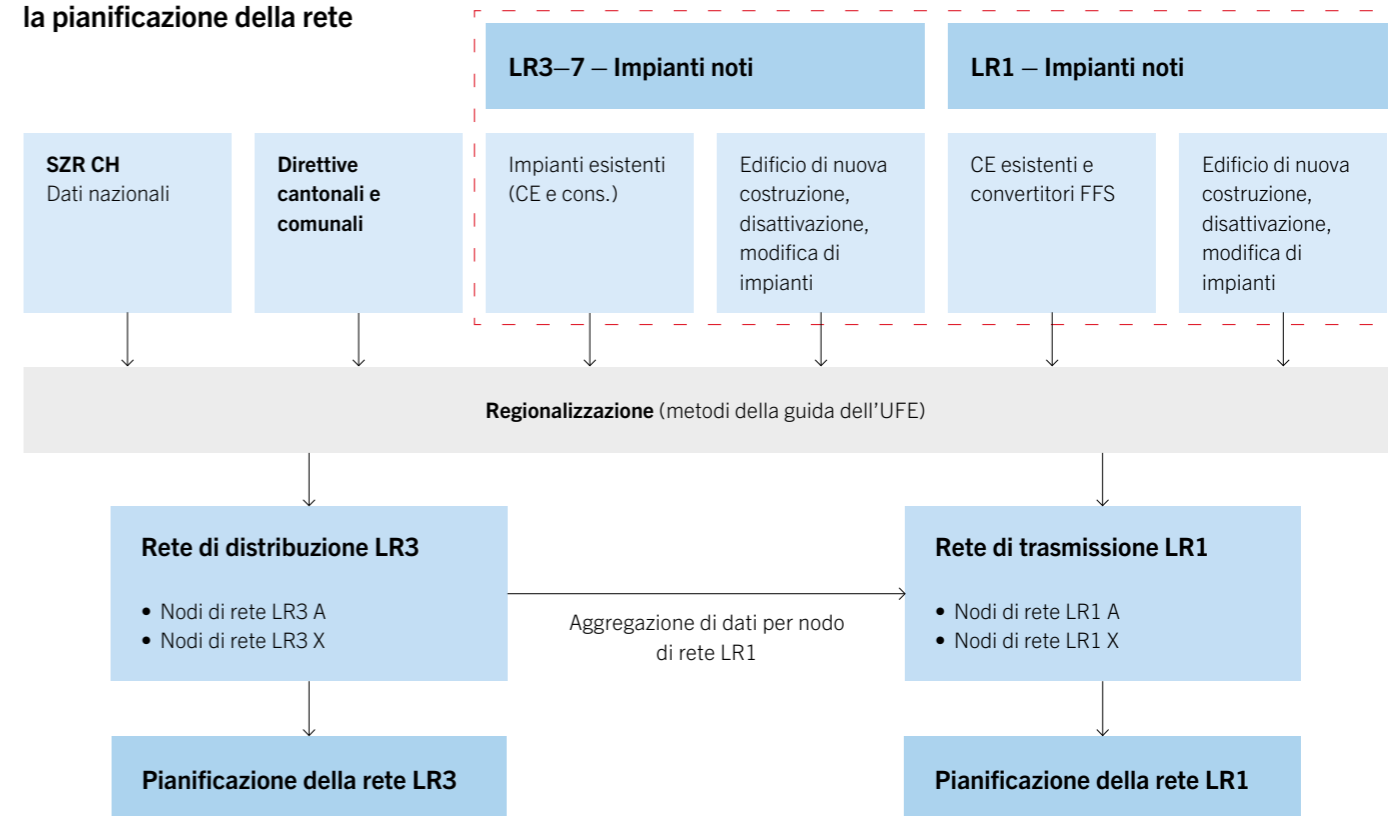


Figura 11 – Processo globale per la fornitura di dati per la pianificazione della rete, incluso il processo di regionalizzazione

Nel processo di regionalizzazione, Swissgrid e i GRD allacciati alla RT distribuiscono i valori target nazionali dell'SCR CH. Per ogni parametro e scenario, il valore da regionalizzare è la differenza tra il valore obiettivo nell'SCR CH e il totale degli impianti esistenti ad oggi più quelli la cui realizzazione è certa prospettiva attuale.

I GRD allacciati alla RT si coordinano tra di loro e con i GRD a valle per la registrazione degli impianti esistenti e l'identificazione degli impianti pianificati e, nel quadro della regionalizzazione, della rimanente domanda di ampliamento per la quale non sono ancora disponibili progetti concreti.

I GRD collegati alla RT trasmettono a Swissgrid, per ogni nodo di rete LR1, i dati relativi al parco impianti attuale per tipo e i dati relativi al parco impianti ipotizzato negli anni target 2030/40¹⁹. I GRD collegati alla RT utilizzano i dati trasmessi a Swissgrid anche per la propria pianificazione della rete LR2-3. È fondamentale che gli LR1-3 siano pianificati sulla base degli stessi presupposti.

¹⁹ Il numero di impianti negli anni di riferimento è calcolato aggiungendo i progetti pianificati e le quantità regionalizzate al numero attuale di impianti e sottraendo le chiusure di impianti.

In generale, è da osservare che nell'ambito della regionalizzazione, Swissgrid e i GRD collegati alla RT avanzano ipotesi sui luoghi in cui verosimilmente saranno costruite le centrali elettriche supplementari in linea con l'SCR CH. Per ogni tipo di centrale elettrica esiste una metodologia specifica per la regionalizzazione, che si basa sulle proposte delle linee guida dell'UFE (cfr. figura 10). Le ipotesi per le grandi centrali elettriche, che devono essere regionalizzate secondo il principio A, sono particolarmente rilevanti. La situazione iniziale è la seguente:

l'SCR CH prevede l'ampliamento della grande centrale idroelettrica in tutti e tre gli scenari nonché la costruzione di grandi turbine a gas nello scenario 3 con allacciamento alla RT, senza nominare luoghi specifici e potenza delle centrali elettriche.

- **Impianti ad accumulazione (+750 MW):** secondo l'SCR CH, 750 MW devono essere installati in nuovi impianti ad accumulazione. Nell'analisi del potenziale idroelettrico, i progetti di accumulazione idrica sono elencati con una probabilità di realizzazione e senza una potenza elettrica. Il 18 agosto 2020, la consigliera federale Simonetta Sommaruga ha convocato la «Tavola rotonda sull'energia idroelettrica», che il 13 dicembre 2021 ha firmato una dichiarazione che nomina 15 progetti idroelettrici in cinque cantoni che dovrebbero essere attuati in via prioritaria per realizzare una generazione supplementare di energia elettrica di 2 TWh entro il 2040²⁰. Nota: l'energia supplementare è ottenuta aggiungendo il drenaggio da altre regioni alla generazione di corrente elettrica. L'ottenimento di nuova potenza fornita dalle centrali elettriche è associato solo in parte a questo, in parte gli impianti esistenti sono usati per la generazione di corrente elettrica, in parte il volume di stoccaggio è aumentato incrementando il numero di dighe – i dati per un eventuale aumento di potenza sono raccolti dai gestori di rete per punto di raccordo come parte della pianificazione del progetto).

- **Centrali ad accumulazione con pompaggio (+3000 MW):** il focus qui è su cinque progetti specifici. Nant de Drance e Ritom II sono in fase di entrata in servizio. Le date di attuazione per Grimsel 1E, Grimsel 3 e Lago Bianco non sono ancora state definite.

- **Centrali a gas (+2500 MW):** la potenza delle centrali a gas potrebbe essere tra 250 e 500 MW per impianto. I luoghi specifici non sono ancora chiari.

Swissgrid adotta quanto segue:

- La pianificazione della rete si basa solo sulle specifiche centrali idroelettriche a gas/accumulazione che sono considerate probabili. Questo significa che la potenza target per queste due tecnologie come da SCR CH non saranno raggiunte. Sottolinea come la regionalizzazione abbia senso per le piccole centrali elettriche (fotovoltaiche, eoliche, ecc.), mentre nasconde il rischio di stranded investment per quelle grandi.

Swissgrid sta tenendo colloqui con potenziali investitori in centrali elettriche per sapere se credono nella realizzazione dei rispettivi progetti di centrali elettriche e quali aumenti di capacità stanno pianificando in quali nodi della rete nel processo.

Swissgrid coordinerà le ipotesi relative all'ubicazione delle centrali con l'UFE e l'EICOM.

Per l'ampliamento della rete, ne deriva quanto segue:

- **Allacciamento centrali elettriche:** un progetto di rete che è necessario **solo** per l'allacciamento alla rete di una nuova centrale elettrica è incluso nella rete strategica unicamente dopo che è stata presa la decisione di costruzione della centrale elettrica, secondo il principio A.

- **Requisiti di potenziamento della rete nella rete a monte:** di solito si basa sulla somma di diversi driver (centrale elettrica, accumulazione e/o progetti di consumo). Se i progetti di centrali elettriche definitivamente decisi e approvati richiedono un ampliamento della rete a monte, saranno realizzati. Tuttavia, l'aumento della potenza di trasmissione è già selezionato in modo tale che la successiva connessione dei progetti probabili noti sia possibile anche senza dover ampliare nuovamente la rete. Il tutto per evitare ritardi e costi aggiuntivi.

Swissgrid raccoglie i dati relativi al previsto ampliamento, alla nuova costruzione e alla disattivazione di impianti di produzione e alla costruzione di grandi clienti presso le centrali elettriche del GRT, le FFS e il GRD allacciato alla RT.

La figura 12 illustra i dati che Swissgrid riceve dai partner e la modellizzazione della rete utilizzata da Swissgrid. È visibile l'intero LR1 (380 kV (rosso), 220 kV (verde), trasformatori 380/220 kV). Le centrali elettriche che alimentano direttamente il LR1 sono esplicitamente mappate. La figura mostra anche gli accoppiamenti di rete a 50/16,7 Hz (convertitori di frequenza e sistemi di convertitori di frequenza statici) attraverso i quali gli FFS scambiano energia con la RT. LR2-7 non sono mostrati in dettaglio. Come descritto di seguito, sono modellati da elementi sostitutivi per nodo di rete. L'insieme di tutte le centrali elettriche che alimentano un nodo di rete è rappresentato da una centrale elettrica virtuale di riserva per ogni tipo di centrale (N.B.: la figura non mostra tutti i tipi di centrali elettriche possibili), il carico da una curva di carico cumulativa e la flessibilità da un potenziale.

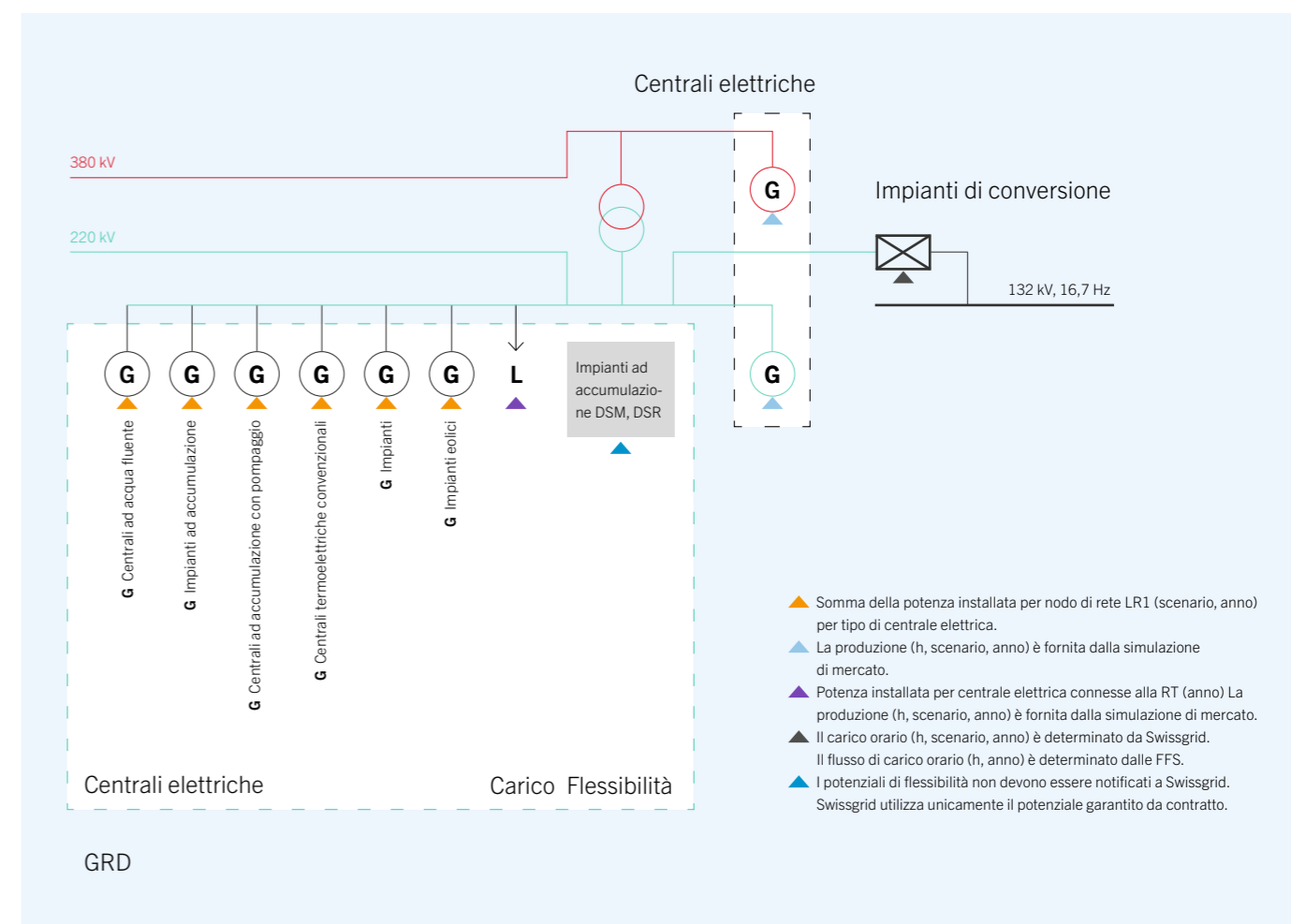


Figura 12 – Visualizzazione dei dati raccolti per nodo di rete

Le centrali elettriche collegate alla RT trasmettono direttamente a Swissgrid le loro informazioni sulla modifica prevista della potenza installata.

Le FFS comunicano a Swissgrid gli adattamenti previsti della potenza di trasformazione nelle stazioni di conversione nonché un profilo di scambio per gli anni di riferimento.

I GRD collegati alla RT trasmettono a Swissgrid i dati sulla potenza installata per tipo di centrale, aggregati ai nodi di rete LR1. Questo vale sia per l'attuale numero di impianti che per gli anni obiettivo 2030/40.

I GRD collegati alla RT forniscono inoltre informazioni sui grandi progetti pianificati (p. es. grandi clienti, centri di calcolo) nella loro area di competenza e sulla potenza reattiva potenziale che possono mettere a disposizione per nodo di rete o per regione di rete.

La pianificazione della rete tiene conto solo della flessibilità che può essere attivata da Swissgrid stessa in qualsiasi momento (p. es. contratti di redispatch, mercato integrato, riduzione temporanea di carico, impianti di comando centralizzato). La pianificazione della rete non tiene conto del potenziale di qualsiasi flessibilità che può essere attivata in futuro dai consumatori/centrali elettriche/impianti di accumulazione nella rete di distribuzione. La pianificazione della rete, d'altra parte, mostra quali flessibilità (produttori controllabili, impianti di accumulazione e consumatori) sarebbero necessari per evitare progetti di linee, se necessario.

Swissgrid determina il carico per ogni nodo di rete LR1 per scenario convertendo il consumo complessivo in Svizzera per scenario nell'anno target in un profilo di carico annuale orario utilizzando un profilo di carico standard dell'ENTSO-E²¹. Questo viene poi suddiviso tra i nodi della rete LR1²². In questo caso, si utilizza come base la distribuzione del consumo odierno (tenendo conto dei punti focali del consumo odierno). I cambiamenti di consumo dovuti a progetti noti su larga scala possono essere assegnati direttamente ai nodi della rete. L'aumento rimanente del consumo tra oggi e l'anno target è distribuito ai nodi della rete in proporzione allo sviluppo della popolazione locale. Nota: a lungo termine, l'applicazione di profili di carico specifici per gruppi di clienti sarebbe concepibile. Tuttavia, non ci sono attualmente dati sufficientemente solidi a tal proposito.

6.3 Regionalizzazione all'estero

Nell'ambito del processo TYNDP, l'ENTSO-E ha messo a disposizione dei suoi membri modelli di rete con dati già regionalizzati, che Swissgrid utilizza nella sua pianificazione della rete.

²¹ Il profilo di carico di ENTSO-E è generato per area di offerta prendendo il numero di pompe di calore, veicoli di mobilità elettrica, centri di calcolo, ecc. da SCR CH e inserendolo nello strumento di ENTSO-E.

²² Ogni comune è stato assegnato proporzionalmente ai nodi della rete LR 1 dai GRD collegati alla RT.

7 Determinazione della rete di partenza

7 Determinazione della rete di partenza



Oltre ai dati di input esterni degli scenari e della regionalizzazione, Swissgrid necessita inoltre di un modello di rete, la cosiddetta rete di partenza come situazione iniziale per il processo di pianificazione della rete. Come risultato della pianificazione della rete, la rete strategica 2040 comprende tutti i progetti di rete che devono essere aggiunti alla rete iniziale per poter garantire una gestione sicura della rete nel 2040.

La rete di partenza comprende i seguenti elementi della rete svizzera:

- Elementi della rete attualmente in servizio e per cui non è prevista la messa fuori servizio entro il 2030.
- Elementi della rete che entreranno in funzione prima del 2030 (attualmente in costruzione o con permesso di costruzione).

La decisione circa i progetti di rete non ancora messi in funzione da includere nella rete iniziale si basa sulla pianificazione tecnica pluriennale di Swissgrid.

I progetti di rete della rete strategica 2025 che non fanno parte della rete iniziale saranno portati avanti solo se la rispettiva necessità è confermata nell'ambito del progetto della rete strategica 2040.

Per il resto dell'Europa continentale, Swissgrid impiega un modello di rete dell'ENTSO-E. L'attuale modello di rete sarà ampliato per includere ulteriori progetti di rete al fine di rappresentare lo stato probabile nel 2030/40. Il TYNDP elenca tutti i progetti di rete con il rispettivo anno previsto per l'entrata in servizio e lo stato attuale del progetto. Su questa base, Swissgrid decide se il progetto sarà incluso nel modello di rete per il 2030 o il 2040. La matrice di decisione può essere consultata nella tabella a destra.

Considerazione dei progetti di TYNDP

Anno di messa in servizio

Stato del progetto	Scenari 2030		Scenari 2040	
	≤ 2030	2030–2040	≤ 2030	2030–2040
Under Consideration	No	No	Sì	No
Planned But Not Yet in Permitting	No	No	Sì	Sì
In Permitting	Sì	No	Sì	Sì
Under Construction	Sì	No	Sì	Sì

8 Formazione della rete di riferimento

8 Formazione della rete di riferimento



Questo capitolo descrive il passaggio di Swissgrid dalla rete di partenza alla rete di riferimento. A questo scopo, i progetti di rete sono aggiunti alla rete iniziale fino a quando nelle simulazioni di rete con gli scenari dell'SCR CH non ci sono quasi più congestioni della rete e la rete di riferimento supera anche gli stress test (p. es. guasti multipli, cortocircuiti, calcoli dinamici, analisi della tensione, ecc.).

8.1 Descrizione del processo di creazione della rete di riferimento

Il processo globale è mostrato in forma semplificata nella figura 13 e descritto nel testo che segue.

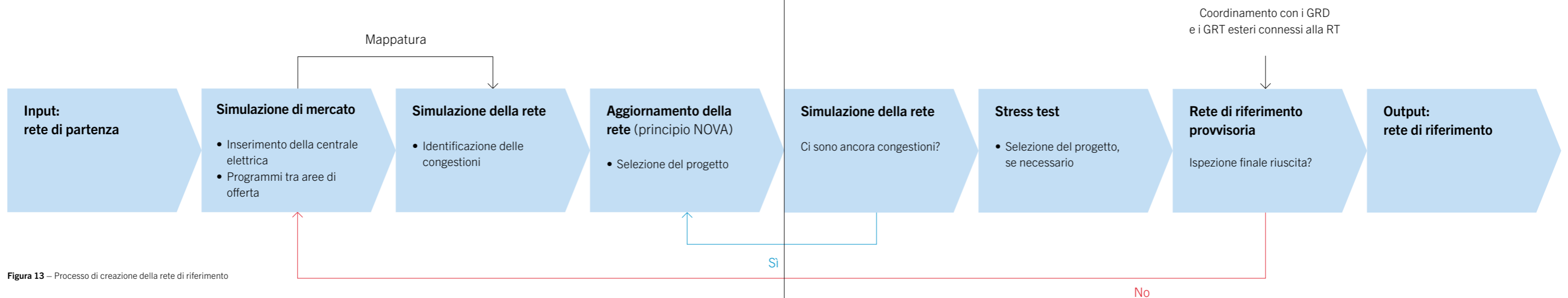


Figura 13 – Processo di creazione della rete di riferimento

Grandezze di ingresso: la rete di partenza secondo il capitolo 7 e i dati dell'SCR CH, degli scenari dell'ENTSO e del processo di regionalizzazione secondo il capitolo 6 costituiscono il punto di partenza per la creazione della rete di riferimento 2030/40.

Simulazione di mercato con l'FBMC: sulla base degli scenari per area di offerta, la simulazione di mercato conosce il consumo orario, la potenza disponibile fornita dalla centrale elettrica per tipo di centrale, la capacità di trasporto transfrontaliero tra le aree di offerta e anche i dati climatici orari, come base per la produzione dipendente dall'offerta (p. es. fotovoltaico, eolico). Le simulazioni di mercato sono effettuate per i vari scenari dell'SCR CH. La simulazione di mercato fornisce come risultato l'input orario delle centrali elettriche per area di offerta e il risultante scambio transfrontaliero di elettricità. La funzione target è coprire il carico in ogni area di offerta, al minimo costo di produzione, tenendo conto della massima capacità di trasporto transfrontaliero tra le aree di offerta.

In passato, i valori NTC fissi concordati bilateralmente sono stati utilizzati come capacità di trasporto transfrontaliero. Ora viene utilizzato il cosiddetto algoritmo FBMC per determinare la capacità di trasporto transfrontaliero.

Qui, la regola del 70% di minRAM è applicata agli elementi di rete critici (CNEC). 70% di minRAM significa che secondo il requisito UE (Clean Energy Package) almeno il 70% della capacità di trasporto della rete di ciascun CNEC (Critical Network Element and Contingency) deve essere reso disponibile per il commercio transfrontaliero. Per questo, i gestori della rete di trasmissione devono ricorrere al redispatch, che può portare a costi elevati. L'obiettivo dell'UE è incentivare i gestori della rete di trasmissione per espandere le capacità di trasporto transfrontaliero tra le aree di offerta al fine di evitare i costi di redispatch. Questo crea la base per una transizione energetica di successo.

Affinché si tenga conto dei restanti contratti a lungo termine alle frontiere svizzere, le capacità di trasporto transfrontaliero sono adeguate di conseguenza.

Mappatura: i risultati per area di offerta della simulazione di mercato sono distribuiti ai nodi del modello di rete europea mediante la cosiddetta mappatura; in questo modo, la produzione oraria²³ e il consumo per nodo di rete sono noti come grandezze di ingresso per la simulazione della rete.

Simulazione della rete: per ogni scenario, le simulazioni di rete sono calcolate con il modello di rete europeo e vengono rilevate le eventuali congestioni della rete (violazioni $n-1$)²⁴. Da questo, è creato l'utilizzo degli elementi di rete per scenario e si palesano le zone in cui è ancora necessario un ampliamento della rete.

Potenziamento della rete secondo il principio NOVA: il principio NOVA è sempre applicato quando si utilizza la rete. Il principio NOVA esprime l'ottimizzazione della rete prima del potenziamento della rete prima dell'ampliamento della rete. Mira a minimizzare gli impatti ambientali e paesaggistici dell'ampliamento della rete. Se una gestione della rete più efficiente (p. es. misure topologiche, redispatch o uso di flessibilità) non è sufficiente a controllare una congestione identificata, si procede prima all'ottimizzazione della rete e, se questa non raggiunge l'obiettivo, si cerca di potenziare la rete (p. es. cavi conduttori più potenti, tensione più alta nonché, come ultima risorsa, di ampliare la rete (nuovo percorso). La figura 14 mostra come la rete di riferimento 2030/40 sia creata gradualmente dalla rete di partenza.

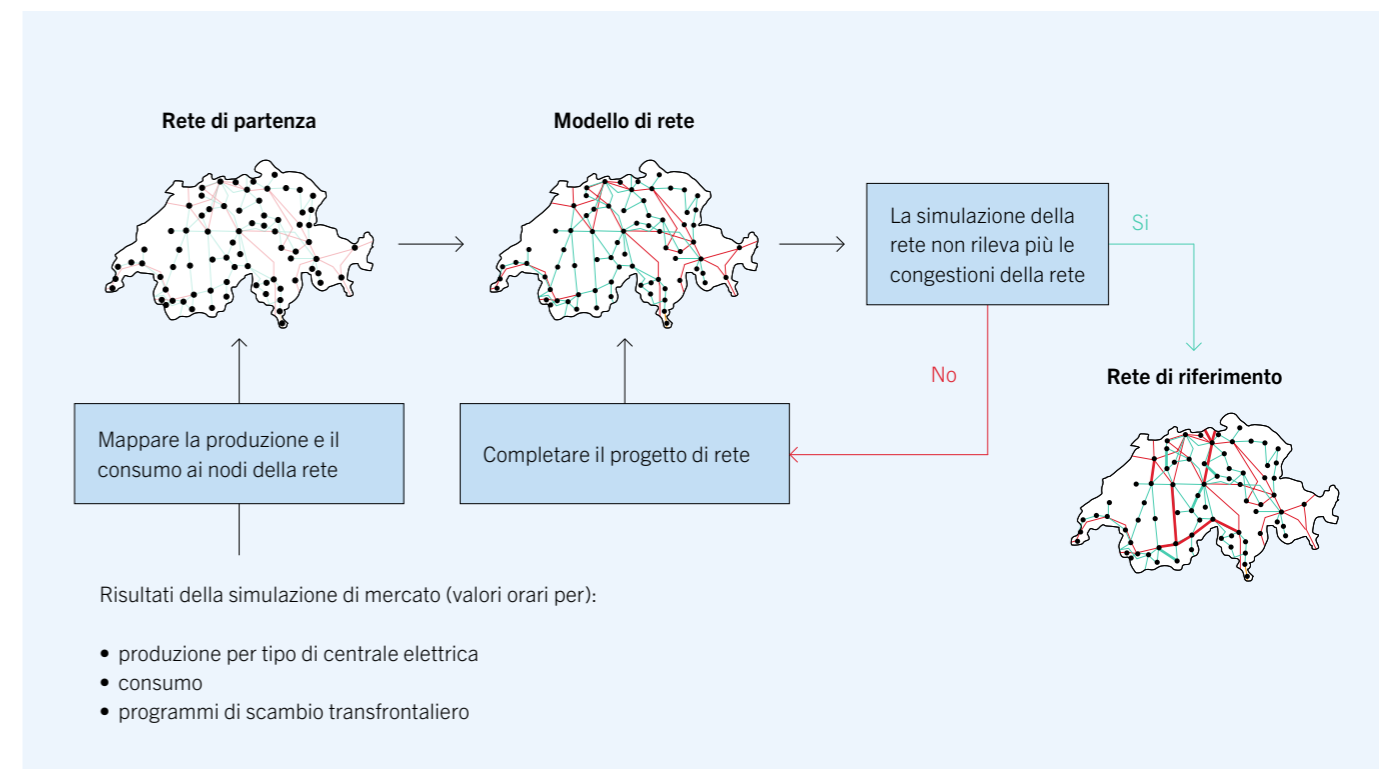


Figura 14 – Creazione della rete di riferimento (nota: la determinazione è eseguita con il modello di rete europeo)

Simulazione della rete rinnovata per determinare se le congestioni esistono ancora: la simulazione della rete è effettuata nuovamente per gli scenari dell'SCR CH con la rete aggiornata. Se le congestioni significative non sono state tutte rimosse, vanno prese ulteriori misure di miglioramento della rete (o sono introdotti nuovi progetti o i progetti già creati sono combinati in modo più favorevole).

Stress test: la rete iniziale, completata da ulteriori progetti di rete, è ora sottoposta a vari stress test (p. es. guasti multipli, cortocircuiti, fluttuazioni di frequenza/tensione, ecc.). Se gli stress test dovessero rivelare la necessità di ulteriori aggiornamenti della rete, in questa fase saranno aggiunti ulteriori progetti di rete, che renderanno la rete sufficientemente solida davanti a possibili situazioni estreme. Qui è disponibile la rete di riferimento provvisoria.

Coordinamento con GRT esteri e il gruppo di lavoro «Coordinamento regionale della pianificazione della rete» (GL CRPR): i progetti di rete aggiuntivi che sono rilevanti per altri gestori di rete sono presentati a questi ultimi. A questo scopo, esiste uno scambio bilaterale con i GRT limitrofi e un coordinamento in Svizzera nel GL CRPR (GRD, GCE e FFS). Le influenze negative sulle reti limitrofe, i doppi investimenti dovuti a progetti infrastrutturali paralleli e le piste incerte dovrebbero quindi essere evitati.

Controllo finale della rete di riferimento provvisoria: i nuovi progetti di rete cambiano i fattori di sensibilità (matrice PTDF) e i flussi sui CNEC (RAM). Pertanto, la simulazione del mercato e della rete devono essere effettuate di nuovo per il controllo. Teoricamente, le congestioni potrebbero essere nuovamente identificate e, a loro volta, risolte grazie a un aggiornamento della rete secondo il principio NOVA.

Output della rete di riferimento: il risultato è la rete di riferimento.

²³ Per ogni nodo della rete, la mappatura fornisce la percentuale di utilizzo della capacità delle centrali installate per tipo di centrale e quindi, in totale, l'alimentazione elettrica locale.

²⁴ Le future violazioni di tensione sono determinate con la rete di riferimento provvisoria nel quadro dei test di stress.

9 Determinazione della rete target con l'aiuto dell'analisi costi/benefici

9 Determinazione della rete target con l'aiuto dell'analisi costi/benefici



Questo capitolo descrive come i progetti aggiuntivi della rete di riferimento sono valutati per mezzo di un'analisi costi/benefici (Cost Benefit Analysis, CBA) e come si decide quali di questi progetti della rete di riferimento sono effettivamente inclusi nella rete target, la cosiddetta rete strategica.

La CBA fornisce la valutazione di ogni singola misura di ampliamento della rete da un punto di vista economico, ambientale e tecnico e, pertanto, funge da prova di necessità.

La base per la CBA è il documento «CBA 3» preparato dall'ENTSO-E nella versione del 28 gennaio 2020. Rispetto alle versioni precedenti, la CBA 3 possiede nuove categorie di benefici (p. es. B4, B8, ecc.) per le quali non sono ancora disponibili esperienze pratiche. Tutte le altre categorie di benefici facevano già parte delle precedenti versioni della CBA ed erano già state considerate nel progetto rete strategica 2025.

La CBA è effettuata solo per lo scenario principale dell'SCR CH e quindi la prova della necessità è fornita per progetto. Se appropriato, si possono usare fino a tre diversi anni climatici per visualizzare gli effetti dei diversi sviluppi climatici sulle categorie dei benefici. La selezione degli anni climatici è basata sull'attuale TYNDP. Attualmente nel TYNDP 2022, si tratta degli anni climatici 1995 (fattore di ponderazione: 0,233), 2008 (0,367) e 2009 (0,4). Poiché tutti gli scenari sono presi in considerazione nella creazione della rete di riferimento, la rete è tecnicamente pianificata in base alla domanda.

Per ogni progetto di rete aggiuntivo X²⁵ la CBA è effettuata come segue: costi e benefici sono prima determinati per la rete di riferimento. Successivamente, i costi e i benefici sono determinati per la rete di riferimento senza il progetto X. Confrontando i risultati una volta per la rete di riferimento con il progetto X e una volta per la rete di riferimento senza il progetto X, i benefici del progetto X appaiono chiari. Su questa base, si decide se i benefici sono sufficientemente rilevanti per il progetto X da essere inclusi nella rete target (rete strategica). Questo metodo di analisi costi/benefici è anche chiamato TOOT – «Take Out One at a Time». Figura 15 illustra la metodologia.

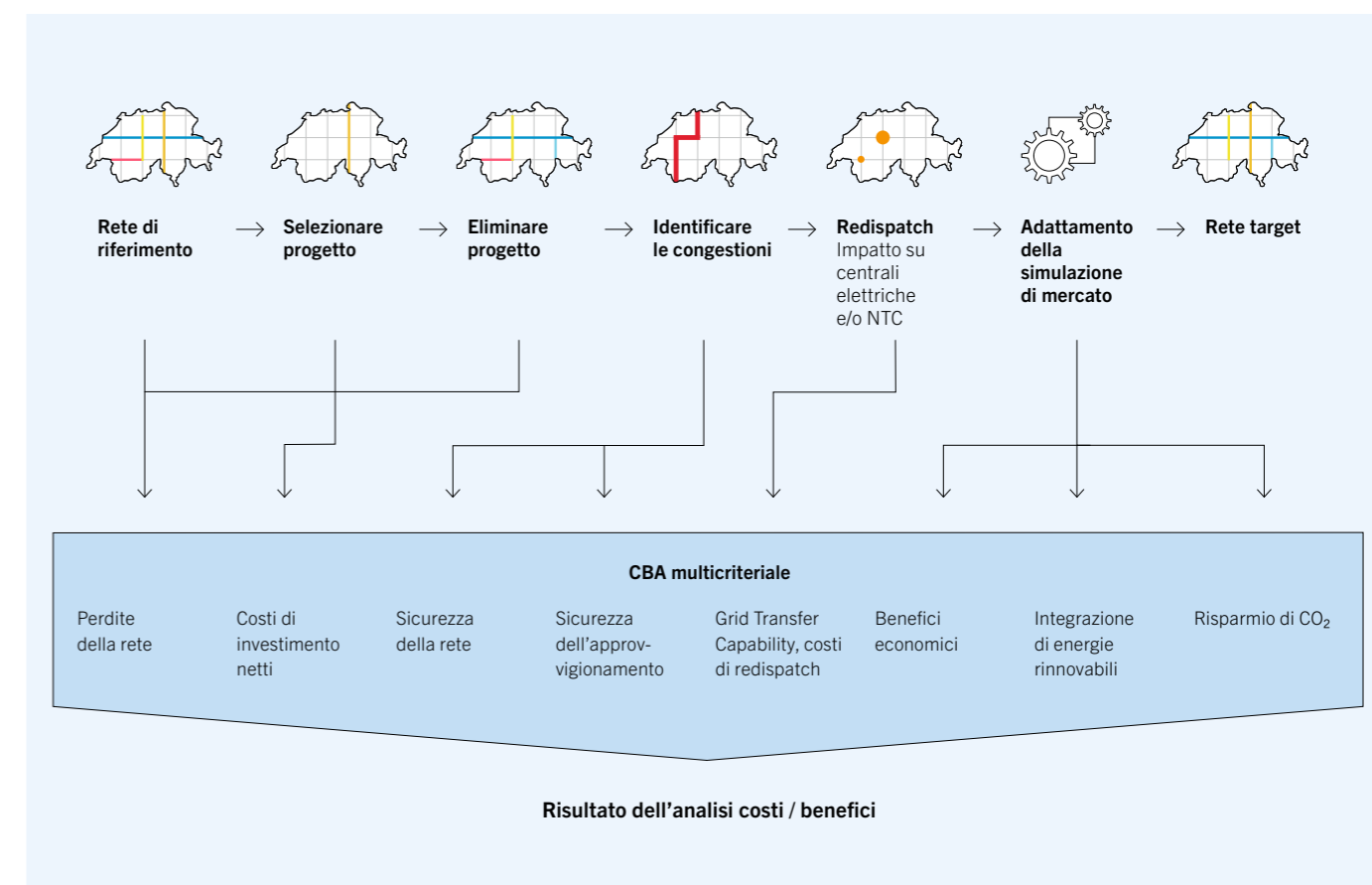


Figura 15 – Applicazione dell'analisi costi/benefici per determinare la rete target

²⁵ Per i progetti di rete più piccoli che hanno un costo inferiore a CHF 1,0 milioni di franchi, non viene effettuata nessuna CBA.

Solo i progetti di rete i cui benefici superano i costi sono inclusi nella rete strategica.

Per determinare il beneficio monetario attuale dei progetti, si usa il metodo Net Present Value (NPV). Tutti i costi e i benefici monetizzati che sono specificati in [CHF/a] e sono direttamente collegati al progetto X sono utilizzati; tuttavia, le categorie di benefici che sono specificate in unità fisiche (p. es. [t/a]) o qualitativamente (p. es. 0 / + / ++) non possono essere integrate nel calcolo dell'NPV.

Se un progetto di rete ha un NPV negativo, la sua realizzazione non è automaticamente esclusa. In singoli casi, i criteri non monetari possono essere decisivi, se, p. es., la sicurezza di approvvigionamento/della rete è significativamente aumentata. In questo caso, è fornita una giustificazione comprensibile e specifica per il progetto sulla base degli indicatori qualitativi.

Per i progetti di rete che potrebbero essere sostituiti dall'integrazione contrattuale di flessibilità di centrali elettriche esistenti o ancora da costruire, consumatori e/o impianti di stoccaggio, vengono indicate le quantità di redispatch che sarebbero necessarie annualmente e quali sarebbero i loro costi stimati (beneficio B10).

La figura 16 è basata sulla CBA 3 dell'ENTSO-E e fornisce una panoramica delle diverse categorie di benefici (Bi), costi (Ci), residual benefit (Si) e benefici aggiuntivi (Zi). Appare altresì chiaro quali categorie trovate nella CBA 3 sono applicate metodologicamente anche in Svizzera e quali no. Inoltre, ci sono ulteriori categorie di prestazioni che esistono solo in Svizzera. Illustra anche quali categorie di benefici sono monetizzati.

Categorie di benefici	Categorie di costo	Ulteriori effetti	Categorie di benefici e impatti specifici per la Svizzera
B1: benessere socio-economico	C1: CAPEX	S1: ambiente	Z1: Sicurezza della rete (orizzontale)
<ul style="list-style-type: none"> Risparmio di combustibile grazie all'integrazione di RES Minori costi legati alle emissioni di CO₂ 	C1: OPEX	S2: attività	Z2: Sicurezza dell'approvvigionamento (verticale)
B2: modifica delle emissioni di CO ₂		S3: altro	Z3: resilienza del progetto
B3: integrazione rinnovabili			Z4: impatto ambientale
B4: modifica delle emissioni non di CO ₂			Z5: ricavi netti ITC
B5: perdite della rete			
B6: adequacy			
B7: flessibilità			
<ul style="list-style-type: none"> Energia di compensazione Capacità di compensazione 			
B8: stabilità			
<ul style="list-style-type: none"> Stabilità di frequenza Partenza senza alimentazione di rete Tensione / potenza reattiva 			
B9: attenuazione del rinnovo / della sostituzione delle infrastrutture			
B10: redispatch			

System Adequacy: B6, B7, B8, B9

Sicurezza del sistema: B7, B8, B9

Fa parte della CBA Svizzera

Non fa parte della CBA

Svizzera monetizzata

Nuovo (rispetto a SN2025)

Figura 16 – Categorie di costi e benefici della CBA

I costi per un progetto di rete svizzera sono sostenuti in Svizzera (eccezione: linea di trasporto transfrontaliero con condivisione dei costi), i benefici di un progetto di rete svizzera possono avere effetti in Svizzera ma anche all'estero. Nell'ambito della CBA, Swissgrid prende in considerazione solo i costi e i benefici inerenti alla Svizzera. Le categorie di costi e benefici sono definite come segue:

B1 benessere socio-economico	L'aumento del benessere socio-economico (Socio-Economic Welfare, SEW) dovuto al progetto è la differenza nelle somme dei profitti dei consumatori, dei produttori e dei proprietari della rete di trasmissione che sorgono con e senza il progetto, in [CHF/a].
B3 integrazione rinnovabile	Questo beneficio consiste di due componenti: <ul style="list-style-type: none"> • La parte di capacità [MW/a] corrisponde alla capacità degli impianti fotovoltaici/eolici che possono essere integrati nella rete grazie al progetto • La parte di energia [MWh/a] corrisponde alla decurtazione evitata dell'energia fotovoltaica ed eolica (p. es. peak shaving)
B5 perdite di rete	Questo beneficio determina il cambiamento nelle perdite di rete [MWh/a] risultanti dal progetto e lo monetizza in [CHF/a].
B10 redispatch	Questo beneficio mostra quanta energia di ridispacciamento [MWh/a] e quanti costi di redispatch [CHF/a] possono essere evitati dal progetto.
C1 CAPEX	Questi sono i costi totali di investimento del progetto [CHF].
C2 OPEX	Questi sono i costi di esercizio annuali in [CHF/a].
Z1 Sicurezza della rete (orizzontale)	Questo beneficio descrive qualitativamente la misura in cui il progetto aumenta la sicurezza operativa a livello della rete di trasmissione riducendo il numero o il livello delle violazioni n-1/n-k o delle violazioni di tensione e riducendo così il rischio di guasti o cascate.
Z2 Sicurezza dell'approvvigionamento (verticale)	Questo beneficio descrive qualitativamente quanto il progetto aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento dei consumatori finali, p. es. aumentando il numero di connessioni della rete di distribuzione collegata alla rete di trasmissione o rinforzando le linee di derivazione collegate alla rete di trasmissione con una linea parallela.

Z3 Resilienza del progetto	Più scenari dimostrano la necessità di un progetto, maggiore è il suo beneficio.
Z4 Impatto ambientale	I benefici S1 e S2 della CBA 3 dell'ENTSO-E non sono applicabili alla Svizzera. Il beneficio Z4 valuta qualitativamente la misura in cui il progetto è conforme alle norme ambientali svizzere. Le quattro valutazioni possibili sono: <ul style="list-style-type: none"> • Positivo: ci si aspettano impatti ambientali positivi, poiché, p. es., nel caso di un trasferimento del tracciato, il nuovo tracciato è più lontano da un centro abitato o un'area di protezione della natura/del paesaggio non è più interessata. • Neutro: il progetto consiste principalmente in ottimizzazioni della rete o in potenziamenti della rete che non sfociano in nessun cambiamento significativo nel percorso o cambiamento visibile nella disposizione dei tralicci. • Alquanto negativo: gli impatti ambientali del progetto sono accettabili perché, p. es., il percorso della linea sarà cambiato solo su brevi distanze o il modello del traliccio sarà modificato solo in termini di un moderato aumento in altezza. • Negativo: il progetto consiste essenzialmente in un ampliamento della rete su un nuovo percorso.
Z5 ricavi netti ITC	Questo beneficio include l'aumento dei ricavi netti ITC per la Svizzera generati dal progetto in [CHF/a].

Un profilo di progetto con la stessa struttura è creato per ogni progetto. Questo include i costi, i benefici per categoria, una proposta di implementazione nonché una dichiarazione sulla priorità e sull'urgenza.

Il processo di pianificazione della rete si conclude con la presentazione della rete strategica all'EICOM per la revisione e la pubblicazione dopo la sua approvazione.

10 Appendice – Glossario e abbreviazioni

10.1 Glossario

I seguenti termini e le seguenti abbreviazioni sono importanti per la comprensione del documento.

Anno obiettivo	L'anno per il quale viene determinata la prossima Rete strategica.
Area di offerta	In questo settore, si applica un prezzo di mercato uniforme in un dato momento o intervallo di conteggio (ora o quarto d'ora). Si parla quindi anche di area di mercato, area di prezzo o bidding zone. Per gli operatori di mercato, l'area di offerta è un'area in cui non ci sono congestioni né restrizioni allo scambio di energia. I gestori di rete controllano la congestione all'interno della area di offerta con misure topologiche o con il redispatch di produttori, impianti di accumulazione o consumatori. Spesso, le aree di offerta sono identiche alle frontiere nazionali. Nel caso della Svizzera, questo si applica in larga misura, per cui l'area di offerta svizzera comprende anche aree periferiche di Paesi esteri limitrofi o anche aree periferiche della Svizzera ad aree di offerta estere. In Italia e nei Paesi scandinavi, p. es., ci sono diverse aree di offerta sui territori nazionali.
CNEC	Critical Network Element and Contingency: elementi della rete che hanno un effetto limitante sulla capacità di trasporto transfrontaliero tra le aree di offerta.
Criterio minRAM	70% di minRAM significa che secondo il requisito UE (Clean Energy Package) almeno il 70% della capacità di trasporto della rete di ciascun CNEC deve essere reso disponibile per il commercio transfrontaliero.
Elenco GO	Elenco delle garanzie di origine: un elenco di tutte le centrali elettriche svizzere esistenti.
ERAA	European Resource Adequacy Assessment: analisi annuale completa dell'adeguatezza effettuata dall'ENTSO-E, prescritta dal Clean Energy Package (CEP) come strumento per valutare la necessità di meccanismi di capacità.
Nodo di rete	Un nodo di rete nella RT è una sottostazione dove le centrali elettriche e/o le reti di distribuzione sono collegate alla RT.
Principio NOVA	Il principio NOVA significa l'ottimizzazione della rete prima del potenziamento della rete prima dell'ampliamento della rete. Mira a minimizzare gli impatti ambientali e paesaggistici dell'ampliamento della rete. Se una gestione più efficiente della rete non è sufficiente a gestire una congestione identificata, allora è perseguita prima l'ottimizzazione e, se questa non è efficace, il potenziamento nonché, come ultima risorsa, l'ampliamento della stessa.
RAM	Remaining Available Margin: la capacità relativa di un CNEC disponibile sul mercato.

Rete di partenza	Si tratta della rete di trasmissione in Svizzera e della rete di trasmissione in altri Paesi dell'Europa continentale. Include tutti gli elementi di rete che sono attualmente in servizio o che saranno in servizio entro il 2030.
Rete di riferimento	Si tratta della rete svizzera di trasmissione, che non mostra congestioni strutturali significative quando si applicano gli scenari per l'anno di riferimento.
Rete strategica	Designa l'insieme dei progetti di ampliamento della rete e di disattivazione della rete in Svizzera attraverso i quali la rete di partenza è trasferita alla rete target.
Rete target	La rete svizzera di trasmissione, che è in realtà l'obiettivo dell'anno di riferimento. Applicando la procedura CBA ai progetti aggiuntivi della rete di riferimento ed effettuando gli stress test, appare chiaro, quali progetti offrono un sufficiente valore aggiunto e dovrebbero quindi essere effettivamente realizzati.
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement: con il «Synchronous Area Framework Agreement», nel 2019 i gestori di rete di trasmissione dell'Europa continentale, Swissgrid compresa, si sono impegnati contrattualmente a implementare i codici di rete necessari per la sicurezza della rete e le disposizioni esecutive definite di comune accordo.
Scenari di ENTSO	L'ENTSO-E e l'ENTSO-G sviluppano congiuntamente uno scenario di riferimento per l'elettricità e il gas per l'Europa ogni due anni.
Scenario di riferimento	Esiste uno scenario di riferimento nazionale (SCR CH) e uno europeo (scenari di ENTSO). Lo scenario di riferimento è preparato per l'anno obiettivo (2040) e l'anno intermedio (2030).
SEW	Socio-Economic Welfare: il SEW del progetto X è la differenza nelle somme dei profitti dei consumatori, dei produttori e dei proprietari della rete di trasmissione che sorgono con e senza il progetto X. L'ENTSO-E riconosce due metodi per determinare il SEW: il Generation Cost Approach e il Total Surplus Approach. Il Total Surplus Approach permette la valutazione di progetti specifici per Paese ed è usato da Swissgrid.
Simulazione della rete	Il carico e la produzione dalla simulazione del mercato sono distribuiti ai nodi della rete nella rete iniziale attraverso una chiave definita (mappatura). Ora è possibile rilevare le congestioni della rete. Vengono aggiunti progetti finché non ci sono più congestioni della rete. La rete così ottenuta è detta rete di riferimento. I risultati della simulazione della rete includono i progetti di ampliamento della rete necessari, la posizione e la frequenza delle congestioni della rete e delle violazioni di tensione, le perdite della rete, ecc.

Simulazione di mercato

Per ogni area di offerta, le curve orarie del carico, dell'irradiazione solare e del vento, così come la composizione del parco di centrali elettriche (separate per tecnologie), i prezzi del carburante e della CO₂, tra le altre variabili, sono disponibili per l'anno target sulla base degli scenari dell'SCR CH e degli scenari dell'ENTSO. Per ogni area di offerta e ogni scenario, la simulazione produce prezzi di mercato orari, l'input della centrale, le emissioni risultanti dall'input della centrale e la posizione netta delle aree di offerta. Queste ultime sono determinate in un calcolo FBMC. Scambiando l'energia tra le aree di offerta, i prezzi in queste ultime si livellano.

TOOT

«Take out one at the time» è un metodo utilizzato da Swissgrid e dall'ENTSO-E per determinare il valore aggiunto di ogni progetto aggiuntivo X della rete di riferimento. Per poter determinare i costi e i benefici della CBA, l'analisi è prima effettuata per la rete di riferimento completa. In seguito, il progetto X è abbandonato e l'analisi è effettuata di nuovo. Determinando e confrontando i costi e i benefici per entrambi i casi, si possono determinare i costi e i benefici del progetto X. Lo stesso procedimento è eseguito analogamente con ogni progetto e i costi e i benefici di ogni progetto appaiono chiari. Su questa base, Swissgrid decide quali progetti aggiuntivi della rete di riferimento faranno parte della rete target. La simulazione di mercato e della rete sono usate come metodi di analisi.

10.2 Abbreviazioni

CAT	Conferenza sull'assetto del territorio
CBA	Cost benefit analysis, analisi costi/benefici
DATEC	Dipartimento federale dell'ambiente, dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni
DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
EICom	Commissione federale dell'energia elettrica
ENTSO-E	Associazione dei gestori europei delle reti di trasmissione
ENTSO-G	Rete europea dei gestori dei sistemi di trasporto del gas
ESTI	Ispettorato federale degli impianti a corrente forte
FACTS	Flexible AC Transmission System
FBMC	Flow Based Market Coupling
FV	Fotovoltaico
GCE	Gestore della centrale elettrica
GL CRPR	Gruppo di lavoro «Coordinamento regionale della pianificazione della rete»
GRD	Gestore della rete di distribuzione
GRT	Gestore di rete di trasmissione
HVDC	Trasporto di corrente continua ad alta tensione
ITC	Inter-TSO-Compensation
LAEI	Legge sull'approvvigionamento elettrico
LR	Livello di rete

MW	Megawatt
NTC	Net Transfer Capacity
OAEI	Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico
PE	Prospettive energetiche
PRT	Proprietario della rete di trasmissione
PSE	Piano settoriale Elettrodotti
PST	Phase-Shift-Transformer (trasformatore sfasatore)
PTDF-Matrix	Power Transfer Distribution Function Matrix
RT	Rete di trasmissione
SCR CH	Scenario di riferimento per la Svizzera
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UFE	Ufficio federale dell'energia
UFT	Ufficio federale dei trasporti
USTRA	Ufficio federale delle strade

