

Netzplanung bei Swissgrid

Wie Swissgrid das Schweizer Übertragungsnetz weiterentwickelt

Datum 30. April 2025

Swissgrid gestaltet das Übertragungsnetz der Schweiz für die kommenden Generationen. Mit einer vorausschauenden, gesetzlich verankerten Netzplanung stellt Swissgrid eine stabile, leistungsfähige und effiziente Stromversorgung sicher. Der koordinierte Ausbau des Netzes basiert auf transparenten Abwägungen, nachhaltigen Prinzipien und der Einbindung aller relevanten Stakeholder.

Dieses Dokument gibt einen Einblick in die Methodik und die zentralen Grundsätze zur langfristigen Netzplanung bei Swissgrid.

Inhalt

1	Executive Summary	3
2	Strukturierung des Dokuments	4
3	Einführung	4
3.1	Geschichte der strategischen Netzplanung in der Schweiz	4
3.2	Regulatorischer Rahmen	5
3.2.1	Regulatorische Vorgaben Schweiz	5
3.2.2	Regulatorische Vorgaben Europa	6
4	Übersicht über den Netzentwicklungsprozess	7
5	Ziele, Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Strategische Netz	9
5.1	Ziele der strategischen Netzplanung	10
5.2	Rahmenbedingungen für die Netzplanung	10
5.3	Planungsgrundsätze für das Strategische Netz	12
6	Prozess zur Bestimmung des strategischen Netzes	14
7	Szenarien und Regionalisierung	15
7.1	Szenariorahmen Schweiz	15
7.2	Regionalisierung der Schweiz	16
7.3	Regionalisierung im Ausland	21
8	Festlegung des Startnetzes	21
9	Bildung Referenznetz	22
9.1	Beschreibung des Prozesses zur Referenznetzbildung	22
10	Bildung des Zielnetzes	24
10.1	Koordination des Referenznetzes mit Netzbetreibern	24
10.2	Kosten-Nutzen-Analyse (CBA)	24
10.3	Stresstests	27
11	Strategisches Netz	27
12	Glossar und Abkürzungen	28
12.1	Glossar	28
12.2	Abkürzungen	30
13	Abbildungsverzeichnis	31

1 Executive Summary

Zentrale gesetzliche Aufgaben von Swissgrid¹ sind die stetige Weiterentwicklung des Schweizer Übertragungsnetzes und die Koordination mit anderen Netzbetreibern. Damit leistet sie auch in den nächsten Jahrzehnten ihren Beitrag zur Umsetzung der Energiestrategie und für eine sichere, leistungsfähige und effiziente Stromversorgung.

Im Projekt Strategisches Netz aktualisiert und publiziert Swissgrid regelmässig ihre langfristige Netzplanung. Die gesetzliche Basis wurde im neuen Bundesgesetz Um- und Ausbau Stromnetz (Strategie Stromnetze) erarbeitet und in Art. 9a–d Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG; SR 734.7) verankert.

Es ist vorgesehen, dass der Bundesrat den vom Bundesamt für Energie (BFE) erarbeiteten Szenariorahmen Schweiz (SZR CH) nach einer öffentlichen Vernehmlassung genehmigt.

Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber am Übertragungsnetz (Verteilnetz hoher Spannung, Netzebene 3) regionalisieren die nationalen Vorgaben aus dem SZR CH auf die Netzknoten ihrer Netze. Nach der Genehmigung des SZR CH durch den Bundesrat hat Swissgrid gemäss Art. 9d Abs. 1 StromVG neun Monate Zeit, um den Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes – das sogenannte Strategische Netz – zu ermitteln und der EICom zur Prüfung vorzulegen. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EICom) hat Swissgrid das Ergebnis der Prüfung innerhalb von neun Monaten nach Einreichung schriftlich mitzuteilen (Art. 22 Abs. 2bis StromVG). Danach publiziert Swissgrid ihr Strategisches Netz.

Dieser Prozess wiederholt sich alle vier Jahre.

Das vorliegende Dokument legt fest, wie Swissgrid bei der langfristigen Netzplanung vorgeht. Es werden die Ziele der Netzplanung, die Rahmenbedingungen und die zentralen Grundsätze der Netzplanung, welche die Leitplanken für den Planungsprozess heute und in Zukunft bilden, erläutert.

Swissgrid ist die Planung eines Netzes wichtig, das nachhaltig, ressourcenschonend, umweltverträglich und volkswirtschaftlich effizient ist. Das Netz der Zukunft soll im Betrieb stabil und sicher sein. Der Netzausbau erfolgt nicht auf Vorrat, sondern auf Basis von nachvollziehbaren und transparenten Abwägungen. Swissgrid bezieht alle betroffenen Stakeholder in ihre Netzplanung mit ein und kommuniziert transparent und nachvollziehbar. Hiermit wird eine koordinierte Ausbauplanung erreicht, parallele Investitionen und blinde Flecken werden vermieden.

Das vorliegende Dokument («Netzplanung bei Swissgrid») ist auf der Swissgrid-Website publiziert und wird bei Bedarf angepasst.

¹ Vgl. StromVG Art. 8 Abs. 1 und Art 9a-d

2 Strukturierung des Dokuments

Das vorliegende Dokument gliedert sich in die folgenden Kapitel:

1. **Kapitel 3** dient als **Einführung**. Es umreist die Ziele dieses Dokuments, fasst die Geschichte der langfristigen Netzplanung und den Regulierungsrahmen in der Schweiz und Europa zusammen.
2. **Kapitel 4** vermittelt eine Übersicht über den **Netzplanungsprozess**.
3. **Kapitel 5** enthält die **Ziele für den Netzplanungsprozess**, die relevanten **Rahmenbedingungen** und die **Planungsgrundsätze**.
4. **Kapitel 6** gibt einen Überblick über den Ablauf des **Prozesses zur Ermittlung des Strategischen Netzes**. Die Teilschritte werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.
5. **Kapitel 7** beschreibt die **Szenarien**, welche die Basis für die langfristige Netzplanung bilden, und den Regionalisierungsprozess, mit dem die für die Schweiz vorgegebenen Werte auf die einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes verteilt werden.
6. **Kapitel 8** beschreibt das **Startnetz**, das die Ausgangsbasis für die Netzplanung von Swissgrid bildet.
7. **Kapitel 9** definiert den Prozess zur Bildung des **Referenznetzes**, bei dem durch das Hinzufügen von Netzprojekten zum Startnetz zukünftige Netzengpässe vermieden werden, die bei Anwendung der Szenarien bzw. bei Stresstests erkannt werden.
8. **Kapitel 10** beschreibt die **Zielnetzbildung**. Mit einer multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse wird für jedes zusätzliche Netzprojekt geprüft, ob es wirklich notwendig ist. Das Zielnetz umfasst somit ggf. nicht alle zusätzlichen Netzprojekte des Referenznetzes. Die Summe der zusätzlichen Netzprojekte des Zielnetzes bezeichnet Swissgrid als das **Strategische Netz**.

3 Einführung

3.1 Geschichte der strategischen Netzplanung in der Schweiz

Mit dem Strategischen Netz 2040 erfolgt zum dritten Mal ein koordinierter Prozess zur Weiterentwicklung des Schweizer Übertragungsnetzes. Zum ersten Mal basiert dieser auf der in der «Strategie Stromnetze» geschaffenen gesetzlichen Grundlage. Gemäss dieser Grundlage muss die Planung alle vier Jahre vergleichbar wiederholt werden.

Die beiden ersten Projekte zur Erstellung der Strategischen Netze 2015 und 2025 haben sich deutlich von der aktuellen Lösung unterschieden.

- 2008 wurde die Planung des Strategischen Netzes 2015 noch durch die damaligen acht Eigentümer des Übertragungsnetzes getrennt durchgeführt².
- 2015 erfolgte die Planung des Strategischen Netzes 2025 erstmals durch Swissgrid in Eigenregie. Swissgrid erstellte damals selbst die Szenarien (ausser dem Szenario SUN, welches von der Umweltallianz und Swissgrid zusammen gebildet wurde)³.
- 2025 wurde die Planung des Strategischen Netzes 2040 abgeschlossen. Erstmals kam der Szenariorahmen vom BFE.

² Bericht AG LVS vom 28.02.2007

³ Bericht von Swissgrid zum Strategischen Netz 2025

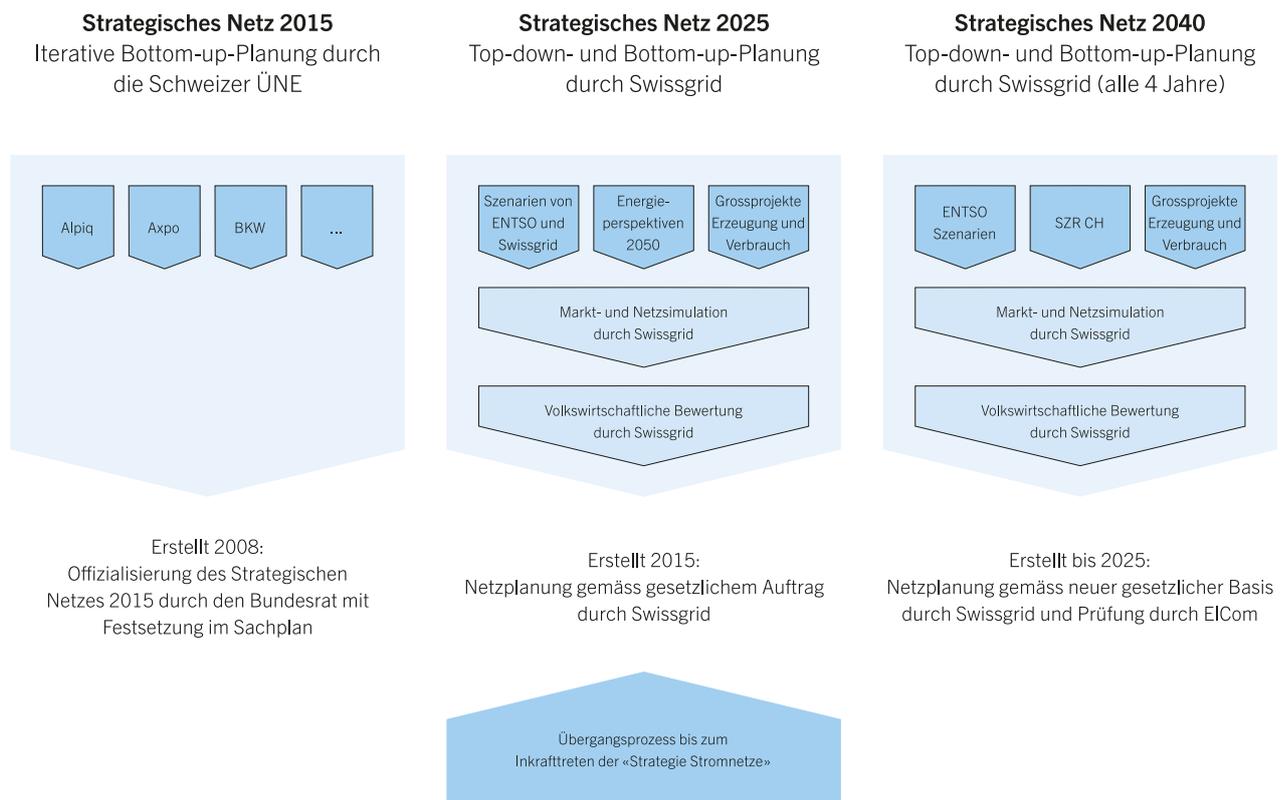


Abbildung 1: Prozess zur Entwicklung des Übertragungsnetzes im Wandel

3.2 Regulatorischer Rahmen

3.2.1 Regulatorische Vorgaben Schweiz

Gemäss Art. 8 Abs. 1 StromVG sind die Netzbetreiber zuständig für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes.

Mit dem schrittweisen Inkrafttreten (2019-2021) der Bestimmungen des Bundesgesetzes über den Um- und Ausbau der Stromnetze («Strategie Stromnetze») wurde neu zusätzlich der Netzplanungsprozess gesetzlich geregelt (Art. 9a–d StromVG).

Basis für die Netzplanung sind Szenarien, welche unterschiedliche mögliche Entwicklungen der Erzeugung pro Technologie und des Verbrauchs pro Verbrauchergruppe für das Zieljahr beinhalten. Der SZR CH wird vom Bundesrat genehmigt und ist für die Planung der Strategischen Netze von Swissgrid (NE 1) und der überregionalen Verteilnetzbetreiber (NE3) verbindlich. In diesem werden auch ausgewählte ENTSO-Szenarien zu der verbindlichen Planungsgrundlage für die Entwicklungen im Ausland erklärt. ENTSO-E und ENT-SOG entwickeln gemeinsam alle 2 Jahre die ENTSO-Szenarien für Strom und Gas für alle europäischen Staaten.

Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber am Übertragungsnetz (VNB am ÜN) treffen im Rahmen der Regionalisierung zahlreiche Annahmen zur regionalen Umsetzung der Vorgaben des SZR CH. Weitere Annahmen trifft Swissgrid bei der Modellierung des Kraftwerks-/Speichereinsatzes und bei der Nutzung der Flexibilität (Demand Side Management, Demand Side Response). Zum Zwecke der Netzplanung stützt sich Swissgrid auf die Annahme, dass die zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen gewährleisten, dass Erzeugung und Verbrauch sich in dem vom SZR CH vorgegebenen Rahmen entwickeln.

Im Rahmen der Regionalisierung müssen die Netzbetreiber eine Vielzahl von Daten erfassen und untereinander austauschen. Folgende Regelungen in StromVG und StromVV bilden die Grundlage dafür, dass dies möglich ist und ohne gegenseitige Kostenverrechnung erfolgt. Jedes Unternehmen trägt seine eigenen Kosten, welche wiederum auf die Netznutzungsentgelte anrechenbar sind, da es sich um Aufgaben im Rahmen der Netzplanung handelt.

Gesetzliche Grundlage zur Koordination der Netzplanung durch die Netzbetreiber sind die Bestimmungen nach Art. 9c Abs. 1 StromVG, welche in Art. 5c StromVV konkretisiert werden.

Gemäss Art. 9c StromVG koordinieren die Netzbetreiber ihre Netzplanung und stellen einander die dafür erforderlichen Informationen unentgeltlich zur Verfügung. Swissgrid muss die Verbrauchs- und Produktionsentwicklung an den Netzknoten der NE 1 bei der Planung ihres Netzes berücksichtigen und die grossen Kraftwerksbetreiber und ausländische ÜNB gemäss Art. 20 Abs. 2 lit. e StromVG einbeziehen. Das Strategische Netz muss international abgestimmt sein. Diese Koordination wird durch die ENTSO-E Mitgliedschaft von Swissgrid sowie durch bilaterale Koordination und gemeinsame Netzstudien mit direkt benachbarten ÜNB sichergestellt.

Nach Art. 5c StromVV umfassen die erforderlichen Informationen insbesondere Informationen zum bestehenden Netz, Prognosen über Produktion und Verbrauch und zu geplanten Netzprojekten. Die Zurverfügungstellung betrifft Informationen über aktuelle oder prognostizierte Engpasssituationen und Daten zu geplanten Kraftwerksprojekten. Dabei sind (nach Möglichkeit netzknotenscharf) die prognostizierte Verbrauchszunahme sowie die aktuelle und zukünftige, dezentral installierte Produktion nach Erzeugungstechnologie darzulegen.

3.2.2 Regulatorische Vorgaben Europa

Die EU-Verordnung 943/2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt⁴ beauftragt in Art. 30 Abs. 1 lit (b) ENTSO-E, «alle zwei Jahre einen nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan zu erarbeiten und zu veröffentlichen»: das ist der TYNDP (Ten-Year Network Development Plan).

Der TYNDP-Prozess ist in acht Teilschritte gegliedert. Er wird in der nachfolgenden Abbildung 2 dargestellt.

⁴ Diese Verordnung aus dem Clean Energy Package ist eine Weiterentwicklung der EU-Verordnung 2009/714

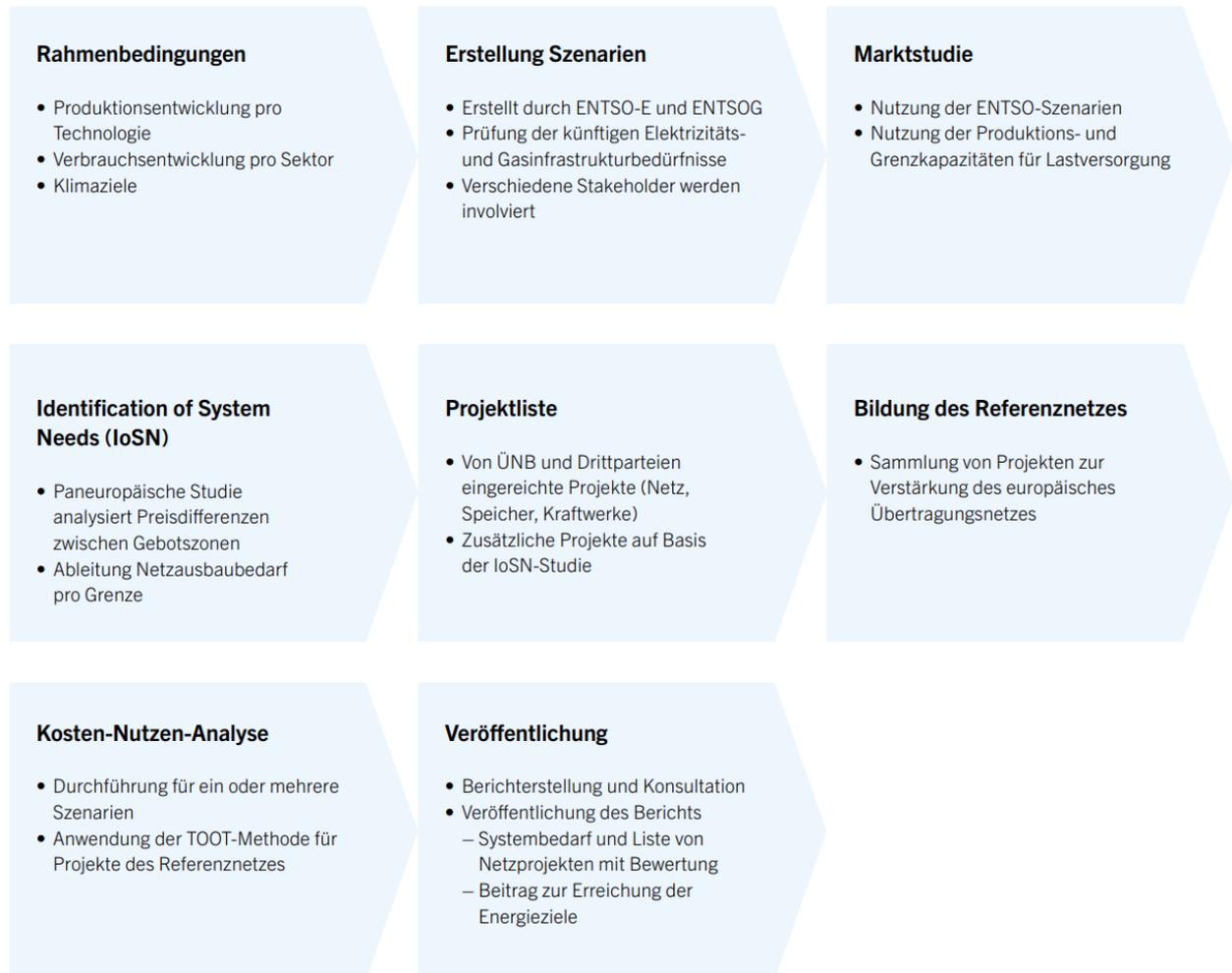


Abbildung 2: Übersicht über den TYNDP-Prozess

4 Übersicht über den Netzentwicklungsprozess

Abbildung 3 zeigt den Netzentwicklungsprozess von der Planung bis zur Realisierung von Netzausbauprojekten. Das Projekt Strategisches Netz ermittelt in der Planungsphase den Netzausbaubedarf auf Basis des vom Bundesrat genehmigten SZR CH und der von den Verteilnetzbetreibern am ÜN regionalisierten Daten zur lokalen Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch.



Abbildung 3: Unterscheidung von Netzplanungs- und Netzentwicklungsprozess

Die Phasen «Projektierung» und «Realisierung», in denen Netzprojekte konkret geplant, genehmigt und gebaut werden, sind nicht Teil des Projekts Strategisches Netz und daher in diesem Dokument nicht beschrieben.

Die folgende Abbildung 4 visualisiert den sich alle vier Jahre wiederholenden Prozess zur Erstellung des Strategischen Netzes.

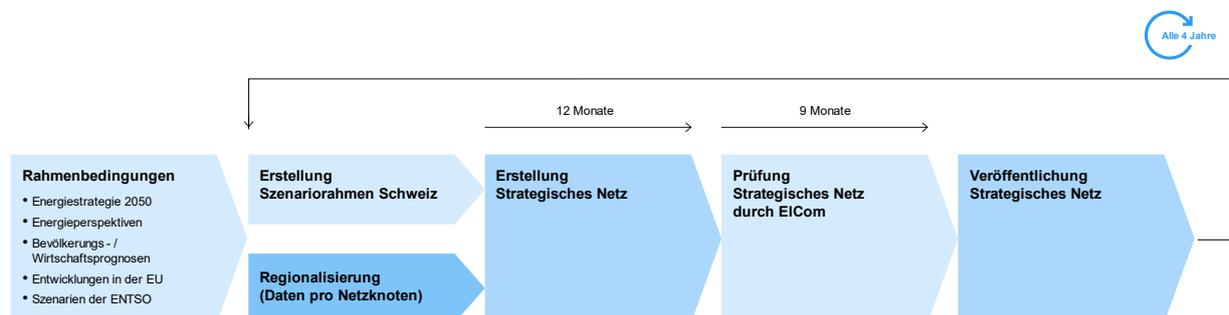


Abbildung 4: Wiederkehrende Erstellung des Strategischen Netzes

Das BFE erstellt einen SZR CH als Grundlage für die Netzplanung des Übertragungsnetzes und der Verteilnetze mit hoher Spannung (NE1-3). Der SZR CH stützt sich dabei auf die energiepolitischen Ziele des Bundes sowie gesamtwirtschaftliche Rahmendaten und berücksichtigt das internationale Umfeld (insbesondere die Szenarien von ENTSO). Der SZR CH wird vom Bundesrat genehmigt und ist für die Behörden (inkl. EICOM) und Swissgrid für die Planung der Stromnetze eine verbindliche Grundlage (vgl. Kapitel 8).

Die nationalen Vorgaben aus dem SZR CH zur Entwicklung der Erzeugung und des Verbrauchs, getrennt nach Technologien bzw. Verbrauchergruppen, werden anschliessend mittels eines durch eine Branchenarbeitsgruppe erarbeiteten Regionalisierungsprozesses regionalisiert.

Der Regionalisierungsprozess beschreibt, wie die nationalen Kennzahlen pro Parameter auf die Netzgebiete (Versorgungsgebiete) der Netzbetreiber der Netzebene 3 (NE3) und anschliessend auf die Netzknoten (NE1 und NE3) verteilt werden. Dadurch wird eine für die Netzplanung verwertbare (d. h. knotenscharfe) Datenbasis geschaffen.

Die Netzbetreiber aller Netzebenen koordinieren ihre Netzplanung und stellen einander die dafür erforderlichen Informationen unentgeltlich zur Verfügung. Dazu zählen insbesondere Informationen zum bestehenden Netz, zu geplanten Netzprojekten sowie Prognosen zu Produktion und Verbrauch. Swissgrid muss insbesondere die Netzentwicklung auf der NE3 bei der Planung des Strategischen Netzes berücksichtigen.

Basierend auf dem SZR CH und davon abgeleiteten regionalisierten Daten erstellt Swissgrid das Strategische Netz. Das Strategische Netz beschreibt und begründet die vorgesehenen Netzprojekte für das untersuchte Zieljahr. Der Mehrjahresplan bzw. der Bericht zum Strategischen Netz ist innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des SZR CH durch den Bundesrat der EICom vorzulegen.

Die EICom prüft das Strategische Netz innerhalb von neun weiteren Monaten darauf, ob die darin enthaltenen Netzprojekte aus technischer und wirtschaftlicher Sicht wirksam und angemessen sind. Sollte die EICom Beanstandungen haben, kommt es zu Anpassungen am Strategischen Netz.

Anschliessend erfolgt die Veröffentlichung des geprüften Strategischen Netzes mittels geeigneter Kommunikationsmassnahmen durch Swissgrid.

Alle vier Jahre beginnt dieser Prozess mit der Aktualisierung des SZR CH aufs Neue.

Die Rollenverteilung der involvierten Akteure ist klar festgelegt. Der Prozess wird nachhaltig gestaltet, indem Vorgehen, Annahmen und Ergebnisse detailliert dokumentiert werden. Die Qualität wird hierdurch zyklisch verbessert.

5 Ziele, Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Strategische Netz

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die zentralen Ziele, die zu beachtenden Rahmenbedingungen und Planungsgrundsätze für das Projekt Strategisches Netz.



Ziele der langfristigen Netzplanung

Ein robustes, volkswirtschaftlich optimiertes Netz gewährleistet die Versorgungssicherheit für verschiedene Szenarien und bildet die Basis für die Transformation des Energiesystems. Bei seiner Planung wird auf Ressourcenschonung und minimale Umweltbeeinflussungen geachtet.

Rahmenbedingungen für die Netzplanung

Die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in Europa und der Schweiz ist vorgegeben (SZR CH).

Das unklare Verhältnis zur EU führt zu Ungewissheit bzgl. Grenzkapazität und Importmöglichkeit der Schweiz.

Die Weiterentwicklung des Netzbetriebs und der Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung erhöht die Robustheit des zukünftigen Übertragungsnetzes.

Planungsgrundsätze für das Strategische Netz 2040

Umweltbeeinflussungen werden minimiert durch das NOVA-Prinzip, die Infrastrukturbündelung und die Reduktion der Anzahl Unterwerke.

Zukünftige Netzengpässe und Spannungsverletzungen werden vermieden.	Flexibilität von Speichern, Erzeugern und Verbrauchern wird nur berücksichtigt, wenn sie nutzbar ist.	Relevante Stakeholder werden in den Netzplanungsprozess einbezogen.
Die dynamische Netzstabilität wird sichergestellt.	Netzprojekte werden umgesetzt, wenn sie ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis haben.	Die Ergebnisse werden transparent und nachvollziehbar kommuniziert.

Damit die Zielerreichung gelingt, müssen die Rahmenbedingungen bekannt sein und beachtet werden. Genauso wichtig sind klar definierte Planungsgrundsätze, welche die Leitplanken für den Netzplanungsprozess bei Swissgrid bilden.

5.1 Ziele der strategischen Netzplanung

Ein robustes, volkswirtschaftlich optimiertes Netz gewährleistet die Versorgungssicherheit für verschiedene Szenarien und bildet die Basis für die Transformation des Energiesystems. Das bedeutet, dass das Strategische Netz so robust geplant wird, dass es die Herausforderungen der Transformation des Energiesystems meistert. Damit steht auch zukünftig ein Schweizer Übertragungsnetz zur Verfügung, das die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Dieses Ziel wird mit einer volkswirtschaftlich möglichst optimierten Lösung erreicht. Hierfür betrachtet Swissgrid das Stromsystem (Markt und Netz) gesamthaft und findet nachhaltige, optimierte Lösungen zu vertretbaren Kosten.

Die Netzplanung achtet auf Ressourcenschonung und minimale Umweltbeeinflussungen. Das bedeutet, dass das bestehende Netz möglichst effizient genutzt wird, bevor eine Netzverstärkung oder ein Netzausbau erfolgt (NOVA-Prinzip). Bei der Realisierung von Netzprojekten achtet Swissgrid darauf, dass Bevölkerung und Umwelt möglichst gering belastet werden. Eine Beurteilung, wie gut dies gelingt, erfolgt im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Nutzen Z4 in Kapitel 11).

5.2 Rahmenbedingungen für die Netzplanung

Die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in Europa und der Schweiz ist im SZR CH vorgegeben. Um den zukünftigen Entwicklungen und Herausforderungen erfolgreich begegnen zu können, ist ein leistungsfähiges und diesen Anforderungen angepasstes Übertragungsnetz notwendig. Folgende Punkte sind zu beachten:

- Mit der Energiestrategie 2050 strebt die Schweiz im Rahmen der Klimaziele (Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050) die Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft an. Der Stromverbrauch wird trotz Effizienzmassnahmen weiter zunehmen. Die Netzausbauplanung basiert auf dem öffentlich vernehmlasseten und vom Bundesrat genehmigten energiewirtschaftlichen SZR CH, woraus sich zukünftige Anforderungen an das Übertragungsnetz ableiten lassen.
- Die drei Szenarien des SZR CH beinhalten unterschiedliche mögliche Entwicklungen bei Erzeugung und Verbrauch in der Schweiz und Europa. Die nationalen Zielwerte werden auf die Netzknoten sachgerecht aufgeteilt.

Das unklare Verhältnis zur EU führt zu Ungewissheit bzgl. Grenzkapazität und Importmöglichkeit der Schweiz. Folgende Punkte sind zu beachten:

- Mit Blick auf die Zukunft besteht die Hoffnung, dass die Schweiz und die EU einen Weg für eine gute Zusammenarbeit zum beiderseitigen Nutzen finden. Die EU profitiert von der Schweiz, die in der Mitte von Europa liegt, als Transitland. Kein anderes Land in Europa hat vergleichbar viele Grenzleitungen und Transitflüsse. Für die Schweiz ist Europa wichtig, sowohl im Hinblick auf die Vermarktung der Schweizer Wasserkraft als auch für die Versorgungssicherheit im Winter.
- Swissgrid ist ENTSO-E-Mitglied⁵ und hierdurch in den europäischen Netzentwicklungsprozess integriert. Die Schweiz verwendet die ENTSO-Szenarien für die Modellierung der Entwicklung im europäischen Ausland.
- Die Umsetzung des «Clean Energy Package» der EU, welches das 70% minRAM-Kriterium und das Flow Based Market Coupling (FBMC) vorsieht, könnte negative Auswirkungen auf die nutzbare Grenzkapazität an den Schweizer Grenzen haben. Deswegen ist es wichtig, dass die Schweiz möglichst rasch wieder vollständig in die europäischen Prozesse integriert wird⁶. Für die Übergangszeit müssen Swissgrid und die benachbarten ÜNB einen Weg finden, wie die Schweiz sachgerecht in den Prozess der Kapazitätsermittlung einbezogen werden kann (z.B. mittels privatrechtlicher Verträge wie etwa SAFA).
- Es ist unsicher, welche Beschlüsse der Bundesrat in den nächsten Jahren in Folge des unklaren Verhältnisses zur EU treffen wird, insbesondere im Falle eines Scheiterns des Stromabkommens. Die Auswirkungen dieser Beschlüsse auf die Netzplanung müssen analysiert und ggf. Massnahmen ergriffen werden.

Die Weiterentwicklung des Netzbetriebs und der Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung erhöht die Robustheit des zukünftigen Übertragungsnetzes. Der Netzbetrieb wird durch Weiterentwicklungen hinsichtlich Prognosen, Koordination, Sensorik, Analysetechnik, Nutzung neuer Flexibilitätsprodukte und Steuerbarkeit der Stromflüsse noch effizienter und sicherer, allerdings auch komplexer und anspruchsvoller. Folgende Punkte sind zu beachten:

- Um die Stromflüsse und mögliche Netzengpässe frühzeitig erkennen zu können, sind Prognosen der dargebotsabhängigen Stromproduktion (PV, Wind) und des Verbrauchs notwendig. Hierfür müssen die Wetterprognosen, die bereits heute in sehr guter Auflösung zur Verfügung stehen, mit Informationen zum Anlagenbestand (Leistung, Lage, Ausrichtung, etc.) verknüpft werden.
- Ausserbetriebnahmen und Schalthandlungen werden für die Betriebsmittel der Observability Area mit ausländischen ÜNB und VNB am ÜN abgestimmt und Echtzeitmesswerte ausgetauscht.
- Stromflüsse, Temperaturen, Leitungsdurchhang etc. werden zukünftig bei stark belasteten Leitungen gemessen. Die Leitungskapazität und allfällige Redispatchkosten können hierdurch optimiert werden.
- Flexibilitätsprodukte für Verbraucher, Erzeuger und Speicher werden geschaffen (integrierter Markt, Equigy, etc.) und gezielt eingesetzt.
- Betriebsmittel zur Lastflusssteuerung und Spannungshaltung (z.B. FACTS, PST, vier Quadranten Transformatoren) ermöglichen eine optimierte Nutzung des bestehenden Netzes, indem z.B. parallele Leitungen möglichst gleichmässig belastet werden. Hierdurch können auch Wirkverluste reduziert werden. Über weite Entfernungen können grosse Strommengen gezielt mit HGÜ-Leitungen transportiert werden. Diese Technologie wäre z.B. geeignet, um grosse PV-/Windparks im In-/Ausland mit Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz zu verbinden.

Ganz grundsätzlich ist zu beachten, dass die Marktgestaltung und die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht als konstant angenommen werden können. Es gibt z.B. aktuell keine marktbasieren Anreize dafür, dass die Systemsicherheit mit einer volkswirtschaftlich optimalen Lösung angestrebt wird (z.B.

⁵ Ein Ausschluss von Swissgrid bei ENTSO-E ist nicht ausgeschlossen. In einem solchen Fall müssten in beiderseitigem Interesse analoge vertragliche Lösungen im Hinblick auf die Planung des gemeinsamen Verbundnetzes gefunden werden. Daher wird diese Unsicherheit hier nicht weiter vertieft.

⁶ Die vollständige Integration erfordert ein Stromabkommen mit der EU.

Flexibilitätsprodukte, dynamische Netznutzungsentgelte und/oder Strompreise). Das kann sich in den nächsten Jahren ändern, was wiederum einen geringeren Netzausbaubedarf zur Folge haben kann.

Paradigmenwechsel durch einen sprunghaften Anstieg der Elektromobilität oder den plötzlichen Ausstieg aus der Kernenergie etc. sind denkbar. Sie müssen sofort beherrscht werden. Die Genehmigung von Netzausbauprojekten dauert mindestens 10 bis 15 Jahre. Bei der Planung eines robusten Netzes müssen diese unterschiedlichen zeitlichen Dimensionen berücksichtigt werden.

5.3 Planungsgrundsätze für das Strategische Netz

Umweltbeeinflussungen werden minimiert durch das NOVA-Prinzip, die Infrastrukturbündelung und die Reduktion der Anzahl Unterwerke.

- Swissgrid baut das Netz nicht auf Vorrat aus. Swissgrid nutzt zuerst das bestehende Netz möglichst effizient (Remedial Actions), verstärkt es bei Bedarf und baut neue Leitungen erst, wenn dies unbedingt notwendig ist. Dauerhaft nicht benötigte Leitungen werden, wo immer möglich, zurückgebaut (NOVA-Prinzip⁷).
- Swissgrid baut das Netz grundsätzlich nicht zu dem Zweck aus, dass beliebige Ausserbetriebnahmen für Instandhaltungs- und Netzausbauarbeiten jederzeit möglich sind. Von diesem Grundsatz darf nur in begründeten Fällen abgewichen werden, wenn z.B. der sichere Netzbetrieb mithilfe von provisorischen Netzelementen oder Redispatchmassnahmen nicht gewährleistet werden kann.
- Indem Übertragungsleitungen miteinander sowie mit Verteilnetz- und SBB-Leitungen, Nationalstrassen und Eisenbahnstrecken⁸ gebündelt werden, soll langfristig die Anzahl paralleler Trassees reduziert werden. Swissgrid berücksichtigt die Resultate der Raumordnungskonferenz (ROK) und koordiniert sich mit den zuständigen Bundesämtern (ARE, ASTRA, BAV), den VNB, den SBB und betroffenen Projektpartnern (z.B. zweite Gotthardröhre, Grimseltunnel).
- Swissgrid berücksichtigt auf der Suche nach dem besten Leitungskorridor und bei der Wahl der anzuwendenden Übertragungstechnologie die Auswirkung auf den Raum und die Umwelt, die technischen Aspekte und die Wirtschaftlichkeit⁹. Swissgrid prüft bei jedem Netzprojekt sowohl Freileitungs- als auch Verkabelungsvarianten¹⁰. Bei der Projektierung, dem Bau sowie dem Betrieb und der Instandhaltung haben beide Technologien Vor- und Nachteile. Die Verkabelung soll aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nur auf kurzen Strecken erfolgen, wenn eine Freileitung nicht umsetzbar ist. Die Festlegung von Leitungskorridor und Übertragungstechnologie erfolgt erst im Rahmen der räumlichen Koordination im nationalen Sachplanverfahren. Swissgrid schlägt in diesem Prozess Varianten vor und fällt nicht selbst den Entscheid.
- In der Schweiz gibt es im internationalen Vergleich sehr viele Unterwerke und parallele Trassees auf engem Raum. Eine Ursache hierfür ist z. B. mehrere grosse Wasserkraftwerke auf engem Raum. Im Rahmen von Ersatzinvestitionen wird in Abstimmung mit den lokalen VNB geprüft, welche Unterwerke und

⁷ Die Botschaft zur «Strategie Stromnetze» führt Folgendes aus:

«Die verschiedenen Einzelmassnahmen eines Netzprojekts müssen immer gesamthaft betrachtet werden. Das NOVA-Prinzip muss also in konkreten Netzprojekten mit vielen Einzelmassnahmen so angewandt werden, dass eine insgesamt vorausschauende und dadurch effiziente Lösung resultiert. Die das NOVA-Prinzip reflektierenden Netzplanungsgrundsätze führen also nicht zwingend zuerst zu einer Optimierung, dann zu einer Verstärkung und schliesslich zu einem Ausbau. Insbesondere kann eine umweltrelevante Schutzgesetzgebung der Netzoptimierung oder Netzverstärkung Grenzen setzen in Form von Grenzwerten, beispielsweise bezüglich nichtionisierender Strahlung oder Lärm, die auf jeden Fall eingehalten werden müssen.»

⁸ Vgl. Bündelung von Übertragungsleitungen mit Nationalstrassen und Eisenbahnstrecken

⁹ Swissgrid beteiligt sich an der Variantendiskussion, der Technologieentscheid wird im Rahmen des SÜL vom Bund getroffen

¹⁰ Das vom Bundesamt für Umwelt publizierte Bewertungsschema und das Handbuch Übertragungsleitungen bilden die Basis für den Technologieentscheid

Trassees ggf. zusammengelegt oder rückgebaut werden können. Hierdurch können langfristig Kosteneinsparungen erreicht und Raum und Umwelt entlastet werden.

Zukünftige Netzengpässe und Spannungsverletzungen werden vermieden.

- Mithilfe der Netzsimulation erkennt Swissgrid, bei welchen Netzelementen es zukünftig immer wieder zu Netzengpässen bzw. zu Spannungsverletzungen kommen wird.
- Es wird ausserdem geprüft, ob es im heutigen Netzbetrieb Engpässe gibt, welche die Netzsimulation nicht aufgezeigt hat. Diese Fälle werden bei Bedarf ebenfalls berücksichtigt.
- Bestehende und zukünftige Engpässe werden durch Netzausbaumassnahmen gelöst, sofern Remedial Actions nicht möglich, ausreichend oder teurer als der Netzausbau sind.
- Der Netzausbau ist bedarfsgetrieben und dient der Beseitigung von Netzengpässen, unabhängig davon, wo sie liegen. Damit wird eine zuverlässige Stromversorgung in allen Landesteilen der Schweiz sichergestellt.
- Das Strategische Netz dient dazu, Engpässe im Schweizer Übertragungsnetz zu beseitigen. Alternierend zum Projekt Strategisches Netz gibt es multinationale ÜNB-Studien zum Ausbau des europäischen Transitnetzes. Hierbei werden Engpässe auf Grenzleitungen erkannt und anschliessend beseitigt. Ausserdem gibt es nationale Netzstudien mit an das Übertragungsnetz angeschlossenen VNB mit dem Ziel, dass die NE1-3 koordiniert weiterentwickelt werden. Das ist insbesondere wichtig, wenn es parallele Leitungen gibt.

Die dynamische Netzstabilität wird sichergestellt.

- Infolge des Rückbaus von grossen thermischen Kraftwerken in Europa reduziert sich die rotierende Masse am Übertragungsnetz, wodurch die Sicherstellung der dynamischen Netzstabilität an Bedeutung gewinnt.
- Daher wird das Referenznetz im Rahmen von Stresstests auf seine dynamische Stabilität geprüft.

Netzprojekte werden umgesetzt, wenn sie ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis haben.

- Für jedes Netzprojekt, dessen Kosten über CHF 1.0 Mio. liegen, führt Swissgrid einen einheitlichen Kosten-Nutzen-Vergleich durch und dokumentiert diesen.
- Nutzen-Kategorien sind u.a.: volkswirtschaftlicher Mehrwert, verbesserte Integration der Erneuerbaren, Reduktion der Kosten von Netzverlusten und Redispatch, Steigerung der Netz-/Versorgungssicherheit, Resilienz¹¹.
- Je nach Kriterium wird der Nutzen monetär, quantitativ oder qualitativ ausgewiesen.
- Für die Kosten werden durchschnittliche Preise für den Bau einer Freileitung bzw. durchschnittliche Kosten für Freiluft- bzw. Gasisolierte-Schaltanlagen benutzt.

Flexibilität von Speichern, Erzeugern und Verbrauchern wird nur berücksichtigt, wenn sie nutzbar ist.

- Mit künstlicher Intelligenz, dezentraler Verbrauchssteuerung und smartem Peak Shaving bei PV-/Windproduktion kann eine Entlastung sowohl der lokalen Netze als auch des Übertragungsnetzes gelingen.
- In der Netzplanung werden diese Potenziale erst berücksichtigt, wenn Swissgrid sie tatsächlich jederzeit und dauerhaft nutzen kann. Hierfür müssen regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen und Verträge abgeschlossen werden, was heute noch nicht ausreichend der Fall ist. Aus heutiger Sicht dienen diese Möglichkeiten vor allem der Steigerung der Betriebssicherheit, aber kaum der Reduktion des Netzausbaubedarfs.

¹¹ Ein Netzprojekt hat eine höhere Resilienz, wenn mehrere Szenarien seine Notwendigkeit nachweisen

- Die Netzplanung zeigt auf, welche Flexibilität von Verbrauchern, Kraftwerken oder Speichern nötig wäre, um ein konkretes Leitungsprojekt zu vermeiden. Auf dieser Basis kann geprüft werden, ob und zu welchen Kosten die notwendige Flexibilität verlässlich beschafft und ob damit der Netzausbau vermieden werden kann.

Relevante Stakeholder werden in den Netzplanungsprozess einbezogen und die Ergebnisse werden transparent und nachvollziehbar kommuniziert.

- Swissgrid koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes mit der Planung der Übertragungsnetze der Nachbarländer, der Planung der Verteilnetze und Kraftwerke am Schweizer Übertragungsnetz und der Planung des SBB-Hochspannungsnetzes.
- Swissgrid arbeitet mit Partnern aus der Branche und den Behörden bei der Definition des notwendigen Datenbedarfs, bei der Regionalisierung der nationalen Vorgaben und beim Umsetzungsprozess eng zusammen.
- Swissgrid kommuniziert das Strategische Netz und das Vorgehen zu dessen Ermittlung transparent und nachvollziehbar.

6 Prozess zur Bestimmung des strategischen Netzes

Abbildung 5 zeigt die Teilschritte des Netzplanungsprozesses bei Swissgrid.

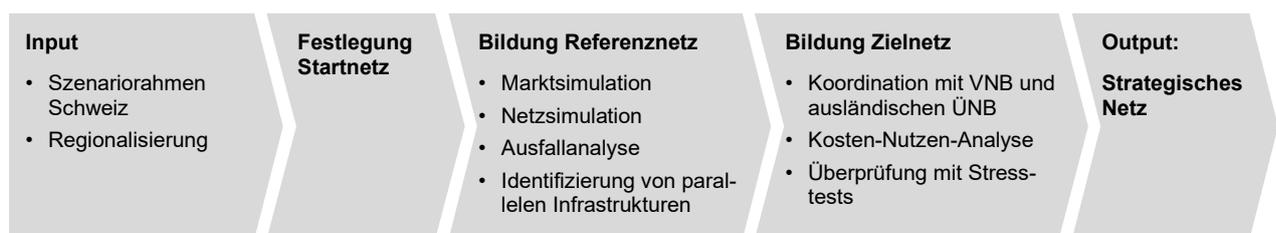


Abbildung 5: Schritte des Netzplanungsprozesses

Der SZR CH und die darin zugewiesenen ENTSO-Szenarien sind die wesentlichen Eingangsgrößen für den Netzplanungsprozess. Zusätzlich erhält Swissgrid Informationen zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Schweiz aus dem Regionalisierungsprozess von den Verteilnetzbetreibern (VNB) und Kraftwerksbetreibern (KWB), die direkt am Übertragungsnetz (ÜN) angeschlossen sind, sowie von den SBB.

Ausgangspunkt für den Netzplanungsprozess ist das sogenannte Startnetz. Dieses europäische Netzmodell beinhaltet alle Netzelemente, die heute in Betrieb sind und die bis zum Zieljahr in Betrieb bleiben bzw. noch in Betrieb genommen werden¹².

Anschliessend wird mithilfe von Markt- und Netzsimulationen das sogenannte Referenznetz gebildet, indem zum Startnetz neue Netzprojekte hinzugefügt werden.

Nach Finalisierung des Referenznetzes folgt die Bildung des Zielnetzes. Die Projekte des Referenznetzes, die andere Parteien (ausländische ÜNB, VNB am Schweizer ÜN) betreffen, werden mit diesen koordiniert¹³.

¹² Auf Grund von laufenden Gerichtsverfahren besteht eine gewisse Unsicherheit bei dieser Annahme.

¹³ Innerhalb von 9 Monaten kann diese Koordination nicht abgeschlossen werden, insbesondere wenn gemeinsame Studien notwendig werden.

Mithilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse werden alle zusätzlichen Netzprojekte im Referenznetz bewertet. Prinzipiell werden nur die Projekte Teil des Zielnetzes, bei denen der Nutzen überwiegt.

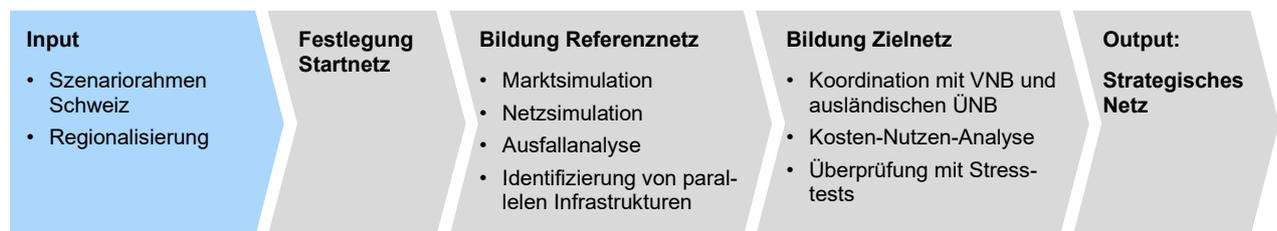
Mithilfe von Stresstests wird das Zielnetz daraufhin überprüft, ob es ausreichend robust ist, um z.B. Mehrfachausfälle zu beherrschen. Punktuelle Anpassungen des Zielnetzes auf Basis der Stresstestergebnisse sind möglich.

Die Gesamtheit der zusätzlichen Netzprojekte im Zielnetz im Vergleich zum Startnetz bilden das **Strategische Netz**.

7 Szenarien und Regionalisierung

Die Netzplanung von Swissgrid basiert auf Szenarien. Indem verschiedene mögliche Entwicklungen von Stromproduktion und -verbrauch angenommen werden, kann ein robustes Netz für eine ungewisse Zukunft geplant werden.

Dieses Kapitel beschreibt den Aufbau des SZR CH und die Methodik der Regionalisierung.



7.1 Szenariorahmen Schweiz

Das BFE erstellt einen SZR CH als Grundlage für die Netzplanung des Übertragungsnetzes und der Verteilnetze hoher Spannung (NE1-3). Der SZR CH stützt sich dabei auf die energiepolitischen Ziele des Bundes, sowie gesamtwirtschaftliche Rahmendaten und berücksichtigt das internationale Umfeld. Der SZR CH erklärt die Szenarien der ENTSO¹⁴ für das Ausland für verbindlich und verknüpft diese mit den Szenarien im SZR CH. Der SZR CH wird vom Bundesrat genehmigt und ist für die Behörden (inkl. EICOM), Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber für die Planung der Stromnetze der Netzebenen 1-3 eine verbindliche Grundlage.

Bei der Erstellung des SZR CH zieht das BFE die nationale Netzgesellschaft, Vertreterinnen und Vertreter der Verteilnetzbetreiber, die Kantone und weitere Betroffene (u.a. KWB, die SBB sowie Wirtschafts- und Umweltverbände) mit ein (sogenannte Begleitgruppe). Der SZR CH zeigt die Bandbreite möglicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen auf (Zeitraum 10 und 20 Jahre). Folgende Abbildung 6 illustriert den Erstellungs- und Freigabeprozess des SZR CH.

¹⁴ ENTSO-E und ENTSG publizieren alle 2 Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen für Strom und Gas für alle europäischen Staaten



Abbildung 6: Erstellungs- und Freigabeprozess des SZR CH

Der SZR CH besteht aus einer Anzahl von Szenarien, gemäss Art. 9a Abs. 3 StromVG sind es maximal drei.

Ein Szenario beschreibt eine mögliche Entwicklung des Stromerzeugungsmix und des Stromverbrauchs in der Schweiz.

Ein Szenario ist keine Zukunftsprognose. Jedes Szenario beschreibt eine denkbare, in sich schlüssige und mögliche Zukunftsentwicklung. Die von der Politik angestrebte, wahrscheinliche Zukunftsentwicklung muss sich im vom Szenariorahmen aufgespannten Raum befinden. Das Strategische Netz ist umso robuster geplant, je mehr Herausforderungen der unterschiedlichen Szenarien es beherrscht.

7.2 Regionalisierung der Schweiz

Der SZR CH beinhaltet für die verschiedenen Typen von Kraftwerken, Speichern und Verbrauchern aggregierte Daten auf nationaler Ebene für den Ist-Zustand und für die Szenarien in den Zieljahren. Ziel der Regionalisierung ist es, die Veränderung pro Parameter pro Netzknoten von NE1 und NE3 pro Szenario zu ermitteln. Hiermit wird die für die Netzplanung notwendige Datengrundlage geschaffen.

Mögliche Methoden der Regionalisierung sind im BFE-Dokument «Leitfaden Regionalisierung» beschrieben. Der Leitfaden des BFE ist nicht Bestandteil des SZR CH und rechtlich nicht bindend. Die Ausgestaltung der konkreten Regionalisierung bleibt in der Kompetenz und Zuständigkeit der jeweiligen Netzbetreiber.

Der BFE-Leitfaden unterscheidet vier Grundsätze für die Regionalisierung. Die Beschreibung dieser Grundsätze kann der folgenden Tabelle entnommen werden.

Installierte Leistung	Grundsätze	Beschreibung
≥ 10 MW	A Keine Regionalisierung	<ul style="list-style-type: none"> Standort und Leistung sind bekannt Leistungsstillegungen / -erhöhungen und Leistung von Neuanlagen pro Netzknoten können nur mit Einhaltung folgender Grundsätze durch Stromproduzenten, Speicherbetreiber und Grossverbraucher erfolgen: <ul style="list-style-type: none"> Meldung an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist / wird Ohne Meldung und Baubewilligung erfolgt keine Berücksichtigung in der Netzplanung Baubewilligungen und Netzanschlussgesuche müssen bis zu einer vom Netzbetreiber publizierten Frist vorliegen.

Installierte Leistung	Grundsätze	Beschreibung
< 10 MW	B Bestehende Standorte	<ul style="list-style-type: none"> Regionale Kennzahl für die Leistungsentwicklung kann auf die bestehenden Anlagenstandorte proportional zur bereits installierten Leistung verteilt werden
	C Potenzialgebiete	<ul style="list-style-type: none"> Die regionale Kennzahl betreffend Leistungsentwicklung kann nicht an konkrete bestehende Anlagenstandorte gebunden werden, da noch zu wenig bzw. ungleichmässig verteilte oder keine Standorte vorhanden sind Potenzialgebiete werden anhand zusätzlicher Informationen identifiziert. Die Verteilung der Leistungssteigerung erfolgt auf die Netzknoten, die in den Potenzialgebieten liegen.
	D Flächendeckende Entwicklung	<ul style="list-style-type: none"> Regionale Entwicklung erfolgt pro Netzregion bzw. Netzknoten proportional z.B. zur Bevölkerungs- oder Wirtschaftsentwicklung Eignet sich auch für flächendeckende Neubauten, für die keine spezifischen Standorte / Potenzialgebiete vorliegen.

Die folgende Tabelle enthält die verschiedenen Parameter des SZR CH und die im BFE-Leitfaden pro Parameter empfohlenen Grundsätze für die Regionalisierung. Bei der Photovoltaik hält der BFE-Leitfaden im Text auch eine Kombination der Grundsätze C und D für sinnvoll.

Stromerzeugung	Grundsatz	Speicher	Grundsatz
Laufwasserkraftwerke	A	Pumpspeicherkraftwerke	A
Speicherkraftwerke	A	Dezentrale Batterien	D
Pumpspeicherkraftwerke	A		
Kleinwasserkraftwerke	B bzw. C	Stromverbrauch	
Kernkraftwerke	A	Konventioneller Verbrauch	D
Kombikraftwerke	A	<ul style="list-style-type: none"> Sektor Haushalt 	
Kehrichtverbrennung	A und B bzw. D	<ul style="list-style-type: none"> Sektor Industrie 	
Weitere thermische Kraftwerke	A und B bzw. D	<ul style="list-style-type: none"> Sektor Dienstleistungen 	
Biomasse (Holz)	A und B bzw. D	<ul style="list-style-type: none"> Sektor Verkehr 	
Biogaskraftwerke	A und B bzw. D	Elektromobilität	D
Abwasserreinigung	B bzw. D	Wärmepumpen	D
Geothermie	A	Power-to-X-Anlagen	A
Photovoltaik	D	Carbon-Capture-Anlagen	B
Windkraft	C	Zubringerpumpen	–

Bei Kraftwerkstypen, deren Anlagen meist kleiner als 10 MW sind, wird eine Regionalisierung durchgeführt. Die VNB schätzen die Leistungsveränderung pro Technologie pro NE1-Netzknoten ab und übermitteln diese Werte für die Zieljahre an Swissgrid:

- **Kleinwasserkraft:** Die VNB am ÜN berücksichtigen bekannte Projekte und schätzen den Zubau in ihrem Zuständigkeitsgebiet ab.
- **Biogas und PV:** Die Leistungssteigerungen aus dem SZR CH werden proportional zur Bevölkerung auf die NE1-Netzknoten aufgeteilt.
- **Wind:** Die Windparks mit hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit werden in den verschiedenen Szenarien mit unterschiedlich vielen Windturbinen angenommen. Die daraus ableitbare Leistung wird auf die relevanten NE1-Netzknoten aufgeteilt.

Bei Kraftwerksprojekten, die grösser als 10 MW sind, findet gemäss Grundsatz A keine Regionalisierung statt, um Stranded Investments beim Netzausbau zu vermeiden. Die Netzbetreiber führen mit potenziellen Kraftwerksinvestoren Gespräche darüber, wie wahrscheinlich die Umsetzung der jeweiligen Kraftwerksprojekte ist, welche Leistungssteigerungen erwartet werden und bis wann eine Umsetzung erfolgen soll.

Kraftwerksprojekte, deren Umsetzung noch nicht sicher ist, bedeuten für den Netzausbau Folgendes:

- **Kraftwerksanschluss:** Ein Netzprojekt, das nur für den Netzanschluss eines neuen Kraftwerks notwendig ist, wird gemäss Grundsatz A erst in das Strategische Netz aufgenommen, wenn der Bauentscheid für das Kraftwerk vorliegt.
- **Netzverstärkungsbedarf im vorgelagerten Netz:** Dieser basiert i. d. R. auf der Summe mehrerer Treiber (Kraftwerks-, Speicher- und/oder Verbraucherprojekte). Nur die Netzprojekte, die aufgrund definitiv beschlossener und bewilligter Aus-/Neubauprojekte notwendig sind, werden in das Strategische Netz aufgenommen. Die Erhöhung der Übertragungsleistung wird aber bereits so gewählt, dass auch der spätere Anschluss der aktuell noch nicht definitiv bestätigten Projekte möglich ist, ohne das Netz nochmals ausbauen zu müssen. Hiermit sollen Zeitverzug und zusätzliche Kosten vermieden werden.

Die folgende Abbildung 7 gibt einen groben Überblick, wie auf Basis der Daten im SZR CH, der Methodik im BFE-Leitfaden, allfälliger kantonaler Vorgaben und erhobener Daten zu bestehenden und geplanten Anlagen die Zielwerte pro Netzknoten und damit die Basis für die Netzplanung geschaffen wird.

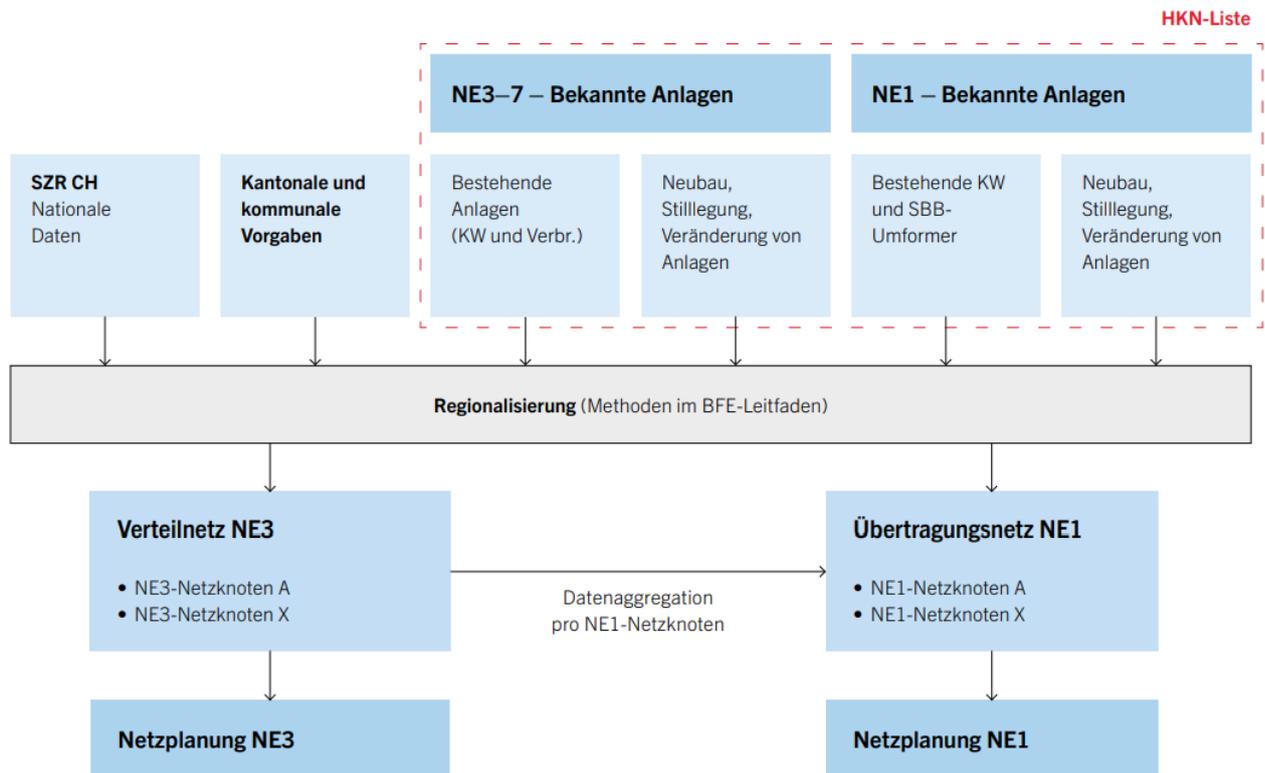


Abbildung 7: Gesamtprozess zur Datenbereitstellung für die Netzplanung

Swissgrid erhebt bei Kraftwerken am ÜN, bei den SBB und bei den VNB am ÜN Daten zum geplanten Aus- / Neubau und zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen und zum Bau von Grossverbrauchern.

Die folgende Abbildung 8 veranschaulicht die Daten, die Swissgrid von den Partnern erhält, und die bei Swissgrid angewandte Netzmodellierung. Die ganze NE1 (380 kV (rot), 220 kV (grün), 380/220 kV-Trafos) ist abgebildet. Die direkt in NE1 einspeisenden Kraftwerke werden explizit abgebildet. Ausserdem zeigt die Abbildung die Netzkupplungen 50/16.7 Hz (Frequenz-Umformer und statische Frequenz-Umrichteranlagen), über welche die SBB mit dem ÜN Energie austauscht. Die NE2-7 sind nicht detailliert dargestellt. Sie werden, wie nachfolgend beschrieben, durch Ersatzelemente pro Netzknoten modelliert. Die Gesamtheit aller Kraftwerke, die in einen Netzknoten einspeisen, wird durch ein virtuelles Ersatzkraftwerk pro Kraftwerkstyp (Anmerkung: Die Abbildung zeigt nicht alle denkbaren Kraftwerkstypen), die Last durch einen Summenlastgang und die Flexibilität durch ein Potenzial dargestellt.

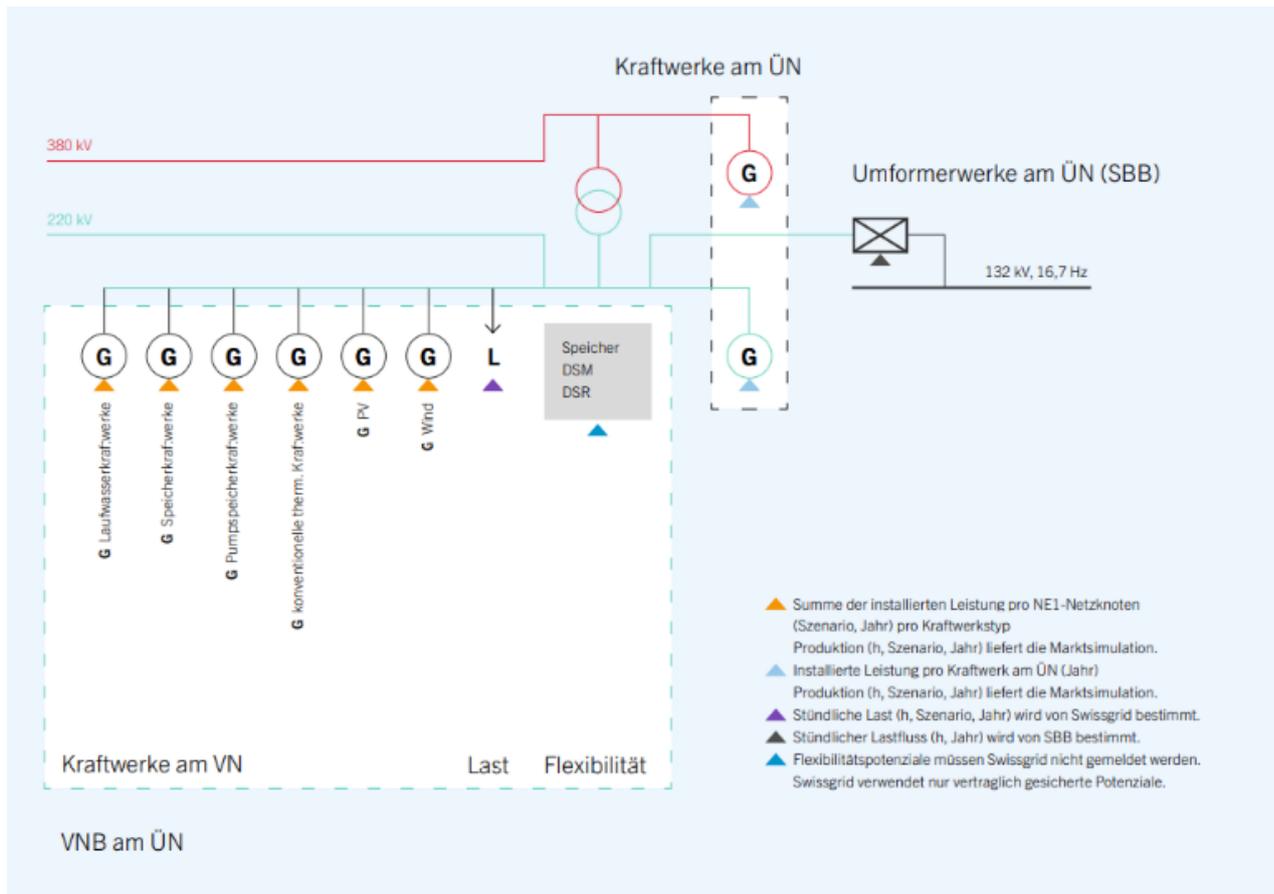


Abbildung 8: Visualisierung der Daten, die pro Netzknoten erfasst werden

Die Kraftwerke am ÜN übermitteln ihre Angaben zur geplanten Veränderung der installierten Leistung direkt an Swissgrid.

Die SBB melden Swissgrid geplante Anpassungen der Transformationsleistung in den Umformerwerken sowie ein Austauschprofil für die Zieljahre.

Die VNB am ÜN übermitteln Swissgrid Daten zur installierten Leistung pro Kraftwerkstyp, aggregiert auf die NE1-Netzknoten. Dies sowohl für den heutigen Anlagenbestand als auch für die Zieljahre.

Die VNB am ÜN liefern ausserdem Informationen zu geplanten Grossprojekten (z.B. Grossverbraucher, Rechenzentren) in ihrem Zuständigkeitsgebiet und das Potenzial an Blindleistung, das sie pro Netzknoten bzw. pro Netzregion zur Verfügung stellen können.

Die VNB am ÜN koordinieren sich untereinander und mit nachgelagerten VNB beim Erfassen von Bestandsanlagen, beim Identifizieren von geplanten Anlagen sowie im Rahmen der Regionalisierung beim Erkennen des verbliebenen Ausbaubedarfs, für den heute noch keine konkreten Projekte vorliegen.

Die Netzplanung berücksichtigt nur die Flexibilität, die durch Swissgrid selbst zu jedem Zeitpunkt aktiviert werden kann (z.B. Redispatchverträge, integrierter Markt, zeitweise Lastreduktion, Rundsteueranlagen). Die Netzplanung berücksichtigt das Potenzial von allfälliger zukünftig aktivierbarer Flexibilität von

Verbrauchern/Kraftwerken/Speichern im Verteilnetz¹⁵ nicht. Die Netzplanung zeigt hingegen auf, welche Flexibilitäten (regelbare Erzeuger, Speicher und Verbraucher) notwendig wären, um ggf. Leitungsprojekte zu vermeiden.

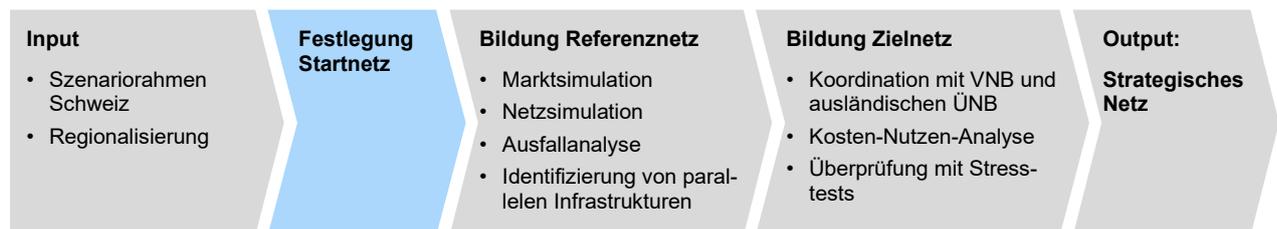
Die Last pro NE1-Netzknoten pro Szenario ermittelt Swissgrid, indem der Gesamtverbrauch Schweiz pro Szenario im Zieljahr mithilfe eines ENTSO-E-Standard-Lastprofils¹⁶ in einen stündlichen Jahreslastgang umgewandelt wird. Dieser wird dann auf die NE1-Netzknoten¹⁷ aufgeteilt. Hierbei wird die heutige Verbrauchsaufteilung (Berücksichtigung von heutigen Verbrauchsschwerpunkten) als Basis verwendet. Verbrauchsveränderungen durch bekannte Grossprojekte können direkt Netzknoten zugeordnet werden. Die verbliebene Verbrauchszunahme zwischen heute und dem Zieljahr wird proportional zur lokalen Bevölkerungsentwicklung auf die Netzknoten aufgeteilt. Anmerkung: Langfristig wäre die Anwendung von kundengruppenspezifischen Lastprofilen denkbar. Aktuell liegen hierzu aber keine ausreichend guten Daten vor.

7.3 Regionalisierung im Ausland

ENTSO-E stellte seinen Mitgliedern im Rahmen des TYNDP-Prozesses Netzmodelle mit bereits regionalisierten Daten zur Verfügung, die Swissgrid bei ihrer Netzplanung verwendet.

8 Festlegung des Startnetzes

Swissgrid benötigt neben den externen Eingangsdaten aus den Szenarien und der Regionalisierung auch ein Netzmodell, das sogenannte Startnetz, als Ausgangssituation für den Netzplanungsprozess. Das Strategische Netz umfasst als Ergebnis der Netzplanung alle Netzprojekte, die zum Startnetz hinzugefügt werden müssen, um auch im Zieljahr einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können.



Das Startnetz beinhaltet folgende Schweizer Netzelemente:

- Netzelemente, die heute in Betrieb sind und deren Ausserbetriebnahme bis zum Zieljahr nicht geplant ist
- Netzelemente, die bis zum Zieljahr voraussichtlich in Betrieb genommen werden

Die Entscheidung, welche der Netzprojekte, die noch nicht in Betrieb gesetzt sind, in das Startnetz aufgenommen werden, basiert auf der technischen Mehrjahresplanung von Swissgrid.

Für das kontinentaleuropäische Ausland verwendet Swissgrid ein Netzmodell von ENTSO-E. Das heutige Netzmodell wird um weitere Netzprojekte erweitert, um den wahrscheinlichen Zustand im Zieljahr abzubilden. Im TYNDP sind alle Netzprojekte aufgelistet mit dem jeweils angestrebten Jahr der Inbetriebnahme und

¹⁵ Von diesem Grundsatz wurde im Projekt SN2040 insofern abgewichen, dass die im SZR CH genannten verfügbaren Flexibilitäten als nutzbar in der Marktsimulation angenommen wurden. Ausserdem wurde angenommen, dass die Abregelung von nicht verbrauch- oder speicherbarer PV-/Windproduktion möglich ist.

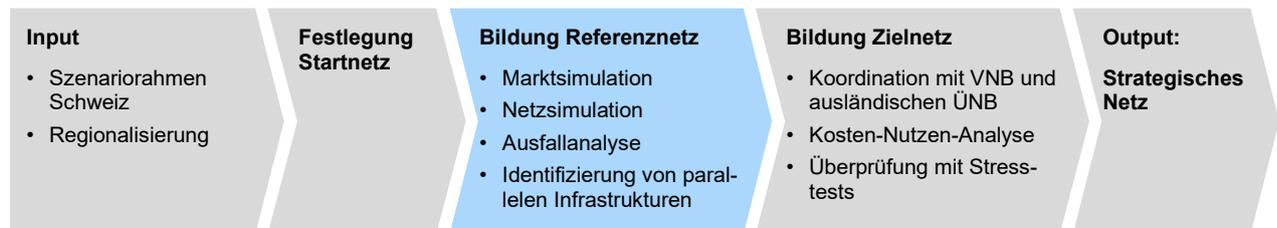
¹⁶ Das ENTSO-E-Lastprofil wird pro Gebotszone erzeugt, indem die Anzahl von Wärmepumpen, E-Mobility-Fahrzeugen, Rechenzentren etc. aus dem SZR CH entnommen und in das ENTSO-E-Tool eingegeben wird.

¹⁷ Jede Gemeinde wurde anteilig den NE1-Netzknoten durch die VNB am ÜN zugeordnet.

dem aktuellen Projektstatus. Auf dieser Basis entscheidet Swissgrid, ob das Projekt im Netzmodell für das Zieljahr berücksichtigt wird.

9 Bildung Referenznetz

Dieses Kapitel beschreibt, wie Swissgrid vom Startnetz zum Referenznetz kommt. Dazu werden dem Startnetz so lange Netzprojekte hinzugefügt, bis es bei Netzsimulationen mit den Szenarien aus dem SZR CH weitgehend keine Netzengpässe mehr gibt.



9.1 Beschreibung des Prozesses zur Referenznetzbildung

Der Gesamtprozess ist in der Abbildung 9 vereinfacht dargestellt und im folgenden Text beschrieben.

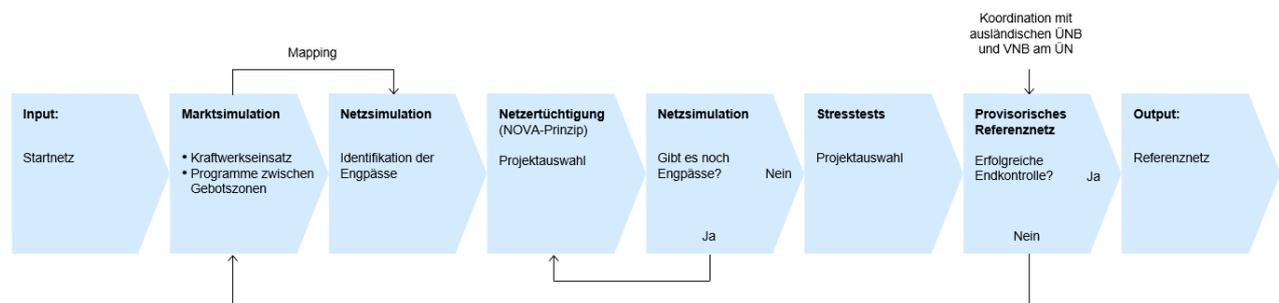


Abbildung 9: Prozess zur Referenznetzbildung

Eingangsgrossen: Das Startnetz gemäss Kapitel 9 und die Daten aus dem SZR CH, aus den ENTSO-Szenarien und dem Regionalisierungsprozess gemäss Kapitel 8 bilden den Ausgangspunkt für die Bildung des Referenznetzes.

Marktsimulation mit FBMC: Die Marktsimulation kennt auf Basis der Szenarien pro Gebotszone und Zieljahr den stündlichen Verbrauch, die verfügbare Kraftwerksleistung pro Kraftwerkstyp, die stündliche Grenzkapazität zwischen den Gebotszonen und ebenso stündliche Klimadaten als Basis für die dargebotsabhängige Erzeugung (z.B. PV, Wind, Laufwasser). Für die verschiedenen Szenarien des SZR CH werden Marktsimulationen durchgeführt. Die Marktsimulation liefert als Resultat den stündlichen Kraftwerkseinsatz pro Gebotszone. Die Zielfunktion ist die Deckung der Last in jeder Gebotszone, zu minimalen Erzeugungskosten unter Berücksichtigung der maximalen Grenzkapazitäten zw. den Gebotszonen.

Mapping: Die Ergebnisse pro Gebotszone aus der Marktsimulation werden mithilfe des sogenannten Map-pings auf die Knoten des europäischen Netzmodells aufgeteilt. Hierdurch sind die stündliche Erzeugung¹⁸ und der Verbrauch pro Netzknoten als Eingangsgrößen für die Netzsimulation bekannt.

Netzsimulation: Für jedes Szenario werden mit dem europäischen Netzmodell Netzsimulationen gerechnet und allfällige Engpässe (n-1-Verletzungen)¹⁹ erkannt. Es wird deutlich, an welchen Stellen noch Netzausbaubedarf besteht.

Netzertüchtigung gemäss NOVA-Prinzip: Bei der Netzertüchtigung wird stets das NOVA Prinzip angewandt. Das NOVA-Prinzip steht für Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es zielt darauf ab, die Umwelt- und Landschaftseinflüsse durch den Netzausbau so gering wie möglich zu halten. Sollte ein effizienterer Netzbetrieb (z.B. topologische Massnahmen, Redispatch oder Nutzung von Flexibilitäten) nicht ausreichen, um einen erkannten Engpass zu beherrschen, dann wird zuerst die Netzoptimierung vorgenommen und, wenn das nicht zielführend ist, eine Netzverstärkung (z.B. leistungsfähigere Leiterseile, höhere Spannung) sowie als letztes Mittel der Netzausbau (neues Trasse) angestrebt. Abbildung 10 – visualisiert, wie aus dem Startnetz schrittweise das Referenznetz gebildet wird (Anmerkung: Bestimmung erfolgt mit europäischem Netzmodell).

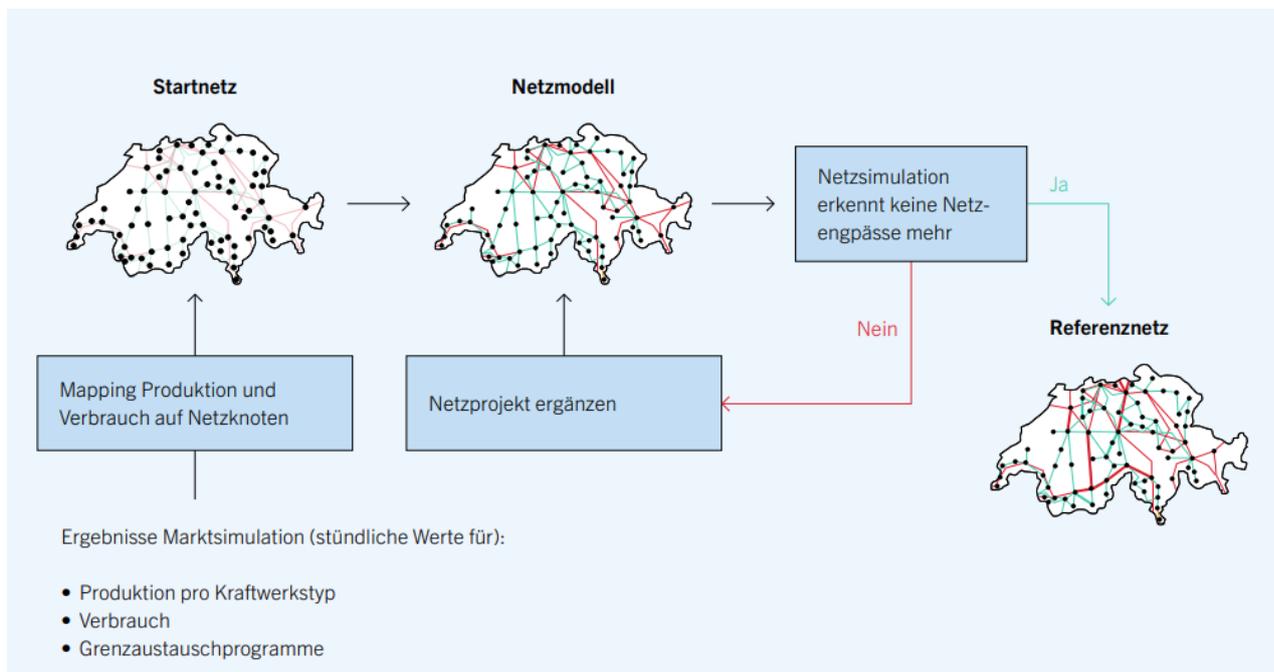


Abbildung 10: Visualisierung der Referenznetzbildung

Erneute Netzsimulation zur Feststellung, ob noch Engpässe bestehen: Die Netzsimulation wird für die Szenarien des SZR CH mit dem ertüchtigten Netz erneut durchgeführt. Wenn die signifikanten Engpässe noch nicht alle beseitigt wurden, dann müssen weitere Netzertüchtigungsmassnahmen ergriffen werden

¹⁸ Das Mapping liefert pro Netzknoten die prozentuale Ausnutzung der dort installierten Kraftwerkskapazität pro Kraftwerkstyp und damit in Summe die lokale Einspeisung.

¹⁹ Zukünftige Spannungsverletzungen werden mit dem Zielnetz im Rahmen von Stresstests ermittelt.

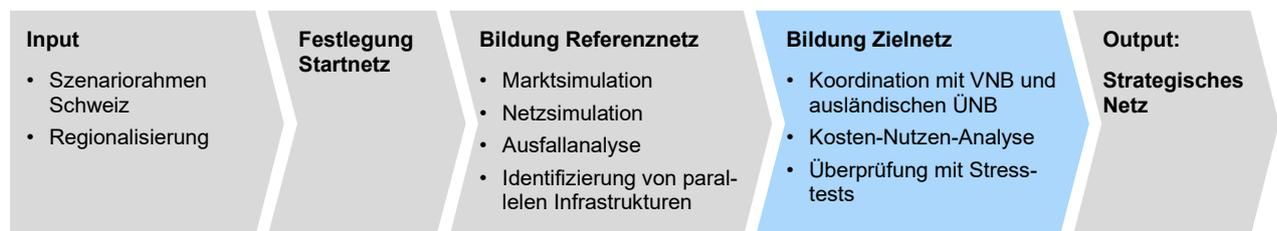
(entweder werden neue Projekte eingeführt, oder die bereits kreierte Projekte werden auf eine günstigere Weise kombiniert).

Information ausländischer ÜNB und Netzanschlussnehmer am ÜN: Die zusätzlichen Netzprojekte, die von Relevanz für andere Netzbetreiber sind, werden diesen vorgestellt. Hierfür findet ein bilateraler Austausch mit den benachbarten ÜNB und in der Schweiz eine mit den jeweils betroffenen direkt an das ÜN angeschlossenen VNB, KWB und SBB statt. Negative Einflüsse auf benachbarte Netze, Doppelinvestitionen durch parallele Infrastrukturprojekte und blinde Flecken sollen dadurch vermieden werden.

Endkontrolle des provisorischen Referenznetzes: Die neuen Netzprojekte verändern das Netzmodell. Daher müssen die Markt- und die Netzsimulation zur Kontrolle noch einmal durchgeführt werden. Theoretisch könnten hierbei nochmals Engpässe erkannt werden, die wiederum mithilfe einer Netzertüchtigung gemäss NOVA-Prinzip gelöst werden.

Output Referenznetz: Als Ergebnis liegt das Referenznetz vor.

10 Bildung des Zielnetzes



Dieses Kapitel beschreibt, wie die zusätzlichen Projekte des Referenznetzes mit den betroffenen Netzbetreibern koordiniert und mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis, CBA) bewertet werden und wie entschieden wird, welche dieser Projekte aus dem Referenznetz tatsächlich in das Zielnetz, das sogenannte Strategische Netz, aufgenommen werden.

Die Robustheit und Sachgerechtigkeit des Zielnetzes wird ausserdem durch Stresstests nachgewiesen.

10.1 Koordination des Referenznetzes mit Netzbetreibern

Swissgrid koordiniert seine Netzprojekte aus dem Referenznetz mit den direkt betroffenen Verteilnetzbetreibern und den betroffenen ausländischen ÜNB.

10.2 Kosten-Nutzen-Analyse (CBA)

Die CBA liefert die Bewertung jeder einzelnen Netzerweiterungsmassnahme aus wirtschaftlicher, Umwelt- sowie technischer Perspektive und dient somit als Bedarfsnachweis.

Die Basis für die CBA bildet das jeweils aktuelle ENTSO-E Dokument zur CBA-Thematik.

Die CBA wird nur für das Leitszenario des SZR CH durchgeführt und damit der Bedarfsnachweis pro Projekt erbracht. Sofern sinnvoll, können bis zu drei verschiedene Klimajahre zur Anwendung kommen, um die Auswirkungen von unterschiedlichen klimatischen Entwicklungen auf die Nutzenkategorien sichtbar zu machen.

Für jedes zusätzliche Netzprojekt X²⁰ wird die CBA wie folgt durchgeführt: Kosten und Nutzen werden zuerst für das Referenznetz bestimmt. Anschliessend werden Kosten und Nutzen für das Referenznetz ohne das Projekt X bestimmt. Indem die Ergebnisse einmal für das Referenznetz mit dem Projekt X und einmal für das Referenznetz ohne das Projekt X verglichen werden, wird der Nutzen des Projekts X deutlich. Auf dieser Basis wird entschieden, ob der Nutzen ausreichend relevant ist, damit das Projekt X in das Zielnetz (Strategisches Netz) aufgenommen wird. Diese Methode der Kosten-Nutzen-Analyse heisst auch TOOT – «Take Out One at the Time». Die folgende Abbildung 11 visualisiert die Methodik.

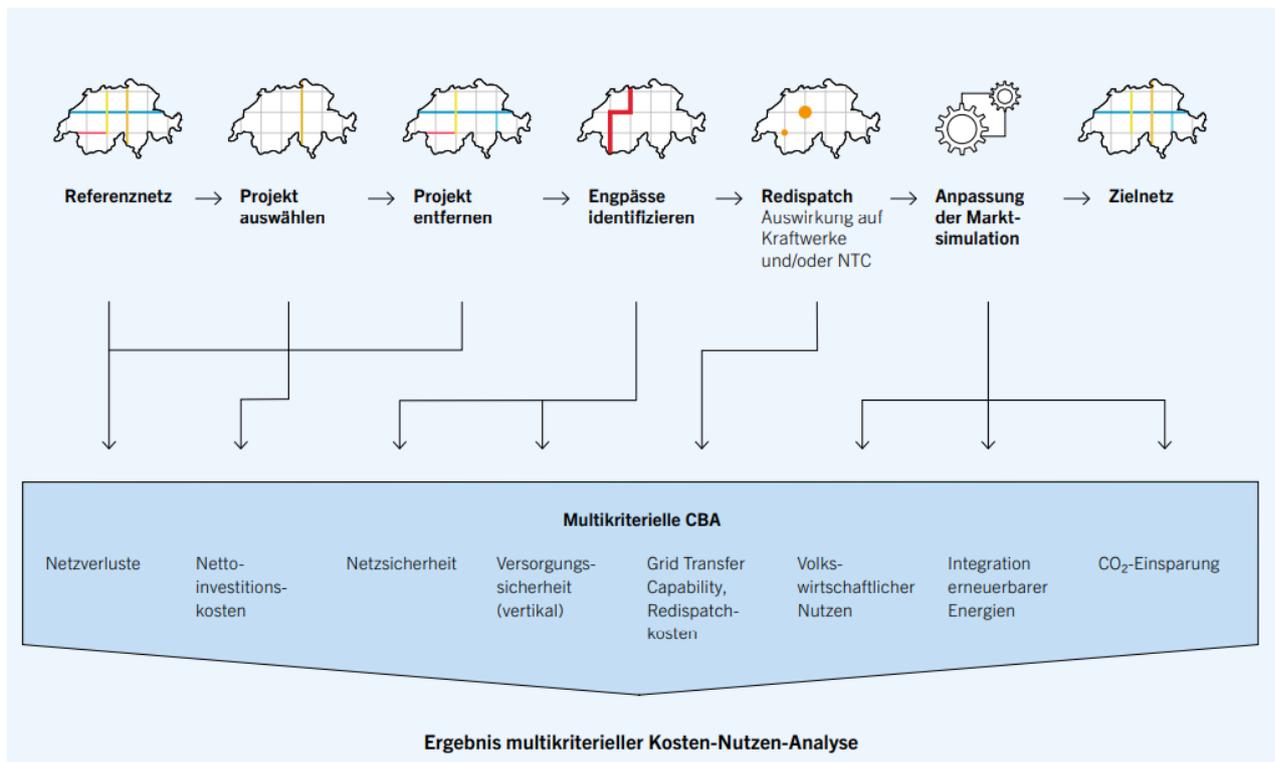


Abbildung 11: Anwendung der Kosten-Nutzen-Analyse zur Ermittlung des Zielnetzes

Um den aktuellen monetären Nutzen von Projekten zu bestimmen, wird die Methode Net Present Value (NPV) angewandt. Dabei werden alle Kosten und die monetären Nutzen, die in [CHF/a] angegeben sind und in direktem Zusammenhang mit dem Projekt X stehen, verwendet; hingegen können die Nutzenkategorien, die in physischen Einheiten (z. B. [t/a]) oder qualitativ (z.B. 0 / + / ++) angegeben sind, nicht in die NPV-Berechnung integriert werden.

Wenn ein Netzprojekt einen negativen NPV hat, ist seine Umsetzung nicht automatisch ausgeschlossen. Im Einzelfall können die nicht monetären Kriterien den Ausschlag geben, wenn z.B. die Versorgungs-/Netz-sicherheit massgeblich gesteigert wird. In einem solchen Fall erfolgt eine projektspezifische, nachvollziehbare Begründung auf Basis der qualitativen Indikatoren.

²⁰ Für kleinere Netzprojekte, die weniger als CHF 1.0 Mio. kosten, wird keine CBA durchgeführt.

Für Netzprojekte, die durch die vertragliche Erschliessung von bestehenden oder noch zu bauenden Flexibilitäten von Kraftwerken, Verbrauchern und/oder Speichern ersetzt werden könnten, wird aufgezeigt, welche Redispatchmengen jährlich notwendig und was deren abgeschätzte Kosten wären (Nutzen B9).

Die folgende Abbildung 12 basiert auf der CBA 4 von ENTSO-E und gibt eine Übersicht, welche verschiedenen Kategorien von Nutzen (B_i), Kosten (C_i), Residual Benefits (S_i) und zusätzlichen Nutzen (Z_i) beurteilt werden. Es wird auch deutlich, welche in der CBA 4 vorkommenden Kategorien methodisch auch in der Schweiz angewendet werden und welche nicht. Ausserdem gibt es zusätzliche Nutzenkategorien, die es nur in der Schweiz gibt. Es wird auch visualisiert, welche Nutzenkategorien monetarisiert werden.

Nutzen-Kategorien	Kosten-Kategorien	Übrige Auswirkungen	Schweiz-spezifische Nutzen-Kategorien und Auswirkungen
B1: Sozio-ökonomische Wohlfahrt • Brennstoffersparnisse dank RES-Integration • Vermiedene CO ₂ -Ausstosskosten	C1: CAPEX C1: OPEX	S1: Umwelt S2: Gesellschaft S3: Andere	Z1: Netzsicherheit (horizontal) Z2: Versorgungssicherheit (vertikal) Z3: Resilienz des Projekts Z4: Umweltauswirkungen Z5: ITC-Nettoerlöse
B2: Veränderung CO ₂ -Ausstoss			
B3: Integration Erneuerbare			
B4: Veränderung Nicht-CO ₂ -Ausstoss			
B5: Netzverluste			
B6: Adequacy			
B7: Flexibilität • Ausgleichsenergie • Ausgleichskapazitäten			
B8: Stabilität • Frequenzstabilität • Schwarzstart • Spannung / Blindleistung			
B9: Vermeidung von Infrastrukturerneuerung / -ersatz			
B10: Redispatch			

✓ Teil der Schweizer CBA
✗ Nicht Teil der Schweizer CBA
 Monetarisiert
 Neu (verglichen mit dem Strategischen Netz 2025)

Abbildung 12: Kosten- und Nutzenkategorien der CBA

Die Kosten für ein Schweizer Netzprojekt fallen in der Schweiz an (Ausnahme: grenzüberschreitende Leitung mit Kostenaufteilung), der Nutzen durch ein Schweizer Netzprojekt kann in der Schweiz aber auch im Ausland wirksam werden. Swissgrid berücksichtigt im Rahmen der CBA nur die Kosten und Nutzen, die in der Schweiz anfallen. Die Kosten- und die Nutzenkategorien sind wie folgt definiert:

B1 Erhöhung Sozioökonomische Wohlfahrt	Die Steigerung der sozio-ökonomischen Wohlfahrt oder Socio-Economic-Welfare (SEW) durch das Projekt ist die Differenz der Summen der Gewinne der Konsumenten, der Produzenten und der Übertragungsnetzeigentümer, die mit und ohne das Projekt entstehen, in [CHF/a].
B3 Integration Erneuerbare	Dieser Nutzen besteht aus zwei Komponenten: <ul style="list-style-type: none"> • Der Leistungsteil [MW/a] entspricht der dank dem Projekt neu ins Netz integrierbaren Leistung von PV-/Windkraftwerken • Der Energieteil [MWh/a] entspricht der vermiedenen Abregelung von PV- und Windkraftwerken (z.B. Peak Shaving)
B5 Verminderung Netzverluste	Dieser Nutzen ermittelt die durch das Projekt entstehende Veränderung der Netzverluste [MWh/a] und monetarisiert diese in [CHF/a].

B9 Verminderung von Redispatch / Countertrading	Dieser Nutzen weist aus, wie viel Redispatchenergie [MWh/a] und Redispatchkosten [CHF/a] durch das Projekt vermieden werden können.
C1 CAPEX	Hierbei handelt es sich um die aufsummierten Investitionskosten des Projekts [CHF].
C2 OPEX	Hierbei handelt es sich um die jährlichen Betriebskosten in [CHF/a] des Projekts.
Z0 Netzsicherheit (horizontal)	Dieser Nutzen beschreibt qualitativ, wie stark das Projekt die Betriebssicherheit im Übertragungsnetz steigert, indem die Anzahl bzw. die Höhe von n-1/n-k-Verletzungen bzw. von Spannungsverletzungen reduziert werden und damit das Risiko von Netzausfällen bzw. Kaskaden verringert wird.
Z1 Verbesserung Versorgungssicherheit (vertikal)	Dieser Nutzen beschreibt qualitativ, wie stark das Projekt die Versorgungssicherheit der Endverbraucher steigert, indem z.B. die Anzahl der Netzanschlüsse des Verteilnetzes an das Übertragungsnetz erhöht wird oder indem Sticheleitungen im Übertragungsnetz durch eine parallele Leitung verstärkt werden.
Z2 Resilienz	Der Nutzen eines Projekts ist umso grösser, umso mehr Szenarien dessen Notwendigkeit nachweisen.
Z3 Erhöhung ITC-Nettoerlöse	Dieser Nutzen beinhaltet die Zunahme der ITC-Nettoerlöse für die Schweiz, die durch das Projekt entstehen in [CHF/a].

Für jedes Projekt wird ein Projektsteckbrief mit der gleichen Struktur erstellt. Dieser beinhaltet die Kosten, die Nutzen pro Kategorie, einen Umsetzungsvorschlag sowie eine Aussage zu Priorität und Dringlichkeit.

Der Netzplanungsprozess endet damit, dass das Strategische Netz der ECom zur Prüfung vorgelegt und nach deren Freigabe publiziert wird.

10.3 Stresstests

Mit dem Zielnetz werden Stresstests und Analysen durchgeführt. In diesen musste sich dessen Robustheit auch in Extremsituationen beweisen. Mögliche Stresstest sind Mehrfachausfälle. Hierunter wird der Ausfall von Leitungstrassees oder Sammelschienen verstanden. Ausserdem wird eine Spannungsanalyse durchgeführt. Ausserdem können extreme Szenarien im Kraftwerkspark inkl. Kraftwerksausfälle angenommen werden.

Es werden ggf. Risiken wie z.B. Kaskadenausfälle oder ein Spannungskollaps erkannt. Nun muss im Einzelfall bewusst entschieden werden, ob diese Risiken tolerabel sind oder ob Massnahmen ergriffen werden müssen.

11 Strategisches Netz

Die Summe der Projekte die notwendig sind, um das Startnetz zum Zielnetz weiterzuentwickeln, wird als das Strategische Netz bezeichnet.

Dieses liegt nun vor. Die erkannten Projekte sind notwendig, um ein robustes ÜN auch in Zukunft zu haben. Der Mehrwert der Projekte wurde in der Kosten-Nutzen-Analyse nachgewiesen. Durch die Abstimmung der Projekte mit angrenzenden Netzbetreibern wurde ausserdem sichergestellt, dass die Projekte zu keinen negativen Implikationen bei Dritten führen.

Auf Basis von regelmässig aktualisierten Szenarien erfolgt die Aktualisierung des Strategischen Netzes alle vier Jahre.

12 Glossar und Abkürzungen

Folgende Begriffe und Abkürzungen sind für das Verständnis des Dokuments wichtig.

12.1 Glossar

ENTSO-E-Szenarien	ENTSO-E und ENTSGO entwickeln gemeinsam alle zwei Jahre einen Szenariorahmen für Strom und Gas in Europa.
ERAA (European Resource Adequacy Assessment)	Jährliche umfangreiche Adequacy-Analyse der ENTSO-E, vom Clean Energy Package (CEP) vorgeschrieben als Instrument zur Beurteilung der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen.
Gebotszone	In diesem Gebiet gilt zu einem gegebenen Zeitpunkt bzw. zu einer gegebenen Abrechnungsperiode (Stunde oder Viertelstunde) ein einheitlicher Marktpreis. Man spricht daher auch von Marktgebiet, Preisgebiet oder Bidding Zone. Für die Marktteilnehmer ist die Gebotszone ein Gebiet, in dem es keine Engpässe und keine Einschränkungen für den Stromhandel gibt. Die Netzbetreiber beherrschen Engpässe innerhalb der Gebotszone mit topologischen Massnahmen oder mit Redispatch von Erzeugern, Speichern bzw. Verbrauchern. Häufig sind Gebotszonen identisch mit den Landesgrenzen. Im Fall der Schweiz gilt dies weitgehend, wobei zur Schweizer Gebotszone auch Randgebiete des benachbarten Auslands bzw. auch Randgebiete der Schweiz zu ausländischen Gebotszonen gehören. In Italien und den skandinavischen Ländern gibt es z.B. auf den Staatsgebieten mehrere Gebotszonen.
HKN-Liste	Die Herkunftsnachweisliste, ist eine Liste aller bestehenden Schweizer Kraftwerke.
Marktsimulation	Für jede Gebotszone liegen für das Zieljahr stündliche Verläufe von Last, Sonneneinstrahlung und Wind sowie die Zusammensetzung des Kraftwerkparks (getrennt nach Technologien), die Brennstoff- und CO ₂ -Preise u.a. auf Basis der Szenarien des SZR CH und der ENTSO-Szenarien vor. Die Simulation ergibt für jede Gebotszone und jedes Szenario stündliche Marktpreise, den Kraftwerkseinsatz, die durch den Kraftwerkseinsatz entstehenden Emissionen sowie die Nettoposition der Gebotszonen. Letztere werden bei einer FBMC-Berechnung bestimmt. Indem Energie zwischen Gebotszonen ausgetauscht wird, gleichen sich die Preise in diesen Gebotszonen an
Netzknoten	Ein Netzknoten im ÜN ist ein Unterwerk, in dem Kraftwerke und/oder Verteilnetze und/oder Umformer- / Umrichterwerke an das ÜN angeschlossen sind.
Netzsimulation	Die Last und die Produktion aus der Marktsimulation werden über einen definierten Schlüssel (Mapping) auf die Netzknoten im Startnetz verteilt. Jetzt können

	<p>Netzengpässe erkannt werden. Es werden so lange Projekte ergänzt, bis keine Engpässe mehr auftreten. Das hiermit erreichte Netz wird als Referenznetz bezeichnet. Ergebnisse der Netzsimulation sind u.a. die nötigen Netzausbauprojekte, Lage und Häufigkeit von Netzengpässen und Spannungsverletzungen, die Netzverluste usw.</p>
NOVA-Prinzip	<p>Das NOVA-Prinzip steht für Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es zielt darauf ab, die Umwelt- und Landschaftseinflüsse durch den Netzausbau so gering wie möglich zu halten. Sollte ein effizienterer Netzbetrieb nicht ausreichen, um einen erkannten Engpass zu beherrschen, dann wird zuerst die Netzoptimierung und, wenn das nicht zielführend ist, eine Netzverstärkung sowie als letztes Mittel der Netzausbau angestrebt.</p>
Referenznetz	<p>Hierbei handelt es sich um das Schweizer Übertragungsnetz, das bei Anwendung der Szenarien für das Zieljahr keine wesentlichen strukturellen Engpässe aufweist.</p>
Remedial Actions	<p>Hierbei handelt es sich um Massnahmen, welche ÜNB im laufenden Betrieb ergreifen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Zuerst werden kostenlose, topologische Massnahmen ergriffen (z.B. Schaltmassnahmen, Sammelschienentrennungen, Transformatorenstufungen). Wenn diese nicht ausreichen, werden mit Kosten verbundene Massnahmen ergriffen (z.B. Redispatch von Kraftwerken, Countertrade zw. Regelzonen)</p>
SAFA	<p>Synchronous Area Framework Agreement: Mit dem «Synchronous Area Framework Agreement» haben sich die Übertragungsnetzbetreiber Kontinentaleuropas einschliesslich Swissgrid im Jahr 2019 vertraglich verpflichtet, die für die betriebliche Netzsicherheit notwendigen Network Codes einschliesslich der gemeinsam erarbeiteten Ausführungsbestimmungen umzusetzen</p>
SEW (Socio-Economic-Welfare)	<p>Die SEW des Projekts X ist die Differenz der Summen der Gewinne der Konsumenten, der Produzenten und der Übertragungsnetzeigentümer, die mit und ohne das Projekt X entstehen würden. ENTSO-E erlaubt zwei Methoden für die Ermittlung der SEW: den Generation Cost Approach und den Total Surplus Approach. Der Total Surplus Approach erlaubt die länderspezifische Projektbewertung und wird von Swissgrid verwendet.</p>
Startnetz	<p>Hierbei handelt es sich um das Übertragungsnetz der Schweiz und das Übertragungsnetz im kontinentaleuropäischen Ausland. Es beinhaltet alle Netzelemente, die aktuell in Betrieb sind oder bis zum Zieljahr in Betrieb genommen werden.</p>
Strategisches Netz	<p>Hierbei handelt es sich um die Gesamtheit der Netzausbau- und Netzurückbauprojekte in der Schweiz, durch die das Startnetz in das Zielnetz überführt wird.</p>
Szenariorahmen	<p>Es gibt einen nationalen Szenariorahmen (SZR CH) und einen europäischen Szenariorahmen (ENTSO-Szenarien). Der erste SZR CH wurde im November 2022 vom BFE publiziert. Er soll alle vier Jahre aktualisiert werden.</p>
TOOT («Take out one at the time»)	<p>Hier handelt es sich um eine Methode, die Swissgrid und ENTSO-E anwenden, um den Mehrwert jedes zusätzlichen Projektes X des Referenznetzes zu ermitteln. Um die CBA-Kosten und -Nutzen ermitteln zu können, wird die Analyse zuerst für das vollständige Referenznetz durchgeführt. Danach lässt man das</p>

Projekt X wegfällen und führt die Analyse nochmals durch. Indem für beide Fälle die Kosten und Nutzen bestimmt und gegenübergestellt werden, können die Kosten und die Nutzen des Projekts X ermittelt werden. Dies wird mit jedem Projekt analog durchgeführt und die Kosten und die Nutzen jedes einzelnen Projekts werden deutlich. Auf dieser Grundlage entscheidet Swissgrid, welche zusätzlichen Projekte des Referenznetzes Teil des Zielnetzes werden. Als Analysemethoden kommen die Markt- und die Netzsimulation zum Einsatz.

Zieljahr Das Zieljahr ist das Jahr, für welches das nächste Strategische Netz bestimmt wird.

Zielnetz Hierbei handelt es sich um das Schweizer Übertragungsnetz, das für das Zieljahr tatsächlich angestrebt wird. Indem das CBA-Verfahren auf die zusätzlichen Projekte des Referenznetzes angewendet wird und Stresstests durchgeführt werden, wird deutlich, welche Projekte einen ausreichenden Mehrwert bieten und daher tatsächlich umgesetzt werden sollen.

12.2 Abkürzungen

AG RKN Arbeitsgruppe «Regionale Koordination der Netzplanung»

ASTRA Bundesamt für Strassen

BAV Bundesamt für Verkehr

BFE Bundesamt für Energie

CBA Cost Benefit Analysis, Kosten-Nutzen-Analyse

DSM Demand Side Management

DSR Demand Side Response

EICom Eidgenössische Elektrizitätskommission

ENTSO-E Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber

ENTSOG Verband europäischer Fernleitungsbetreiber für Gas

EP Energieperspektiven

ESTI Eidgenössisches Starkstrominspektorat

FBMC Flow Based Market Coupling

FACTS Flexible AC Transmission System

HGÜ Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung

ITC Inter-TSO-Compensation

KWB Kraftwerksbetreiber

MW	Megawatt
NE	Netzebene
NTC	Net Transfer Capacity
PST	Phase-Shift-Transformer (Phasenschieben-Transformator)
PV	Photovoltaik
ROK	Raumordnungskonferenz
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SZR CH	Szenariorahmen Schweiz
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber

13 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozess zur Entwicklung des Übertragungsnetzes im Wandel	5
Abbildung 2: Übersicht über den TYNDP-Prozess	7
Abbildung 3: Unterscheidung von Netzplanungs- und Netzentwicklungsprozess	8
Abbildung 4: Wiederkehrende Erstellung des Strategischen Netzes	8
Abbildung 5: Schritte des Netzplanungsprozesses	14
Abbildung 6: Erstellungs- und Freigabeprozess des SZR CH	16
Abbildung 7: Gesamtprozess zur Datenbereitstellung für die Netzplanung	19
Abbildung 8: Visualisierung der Daten, die pro Netzknoten erfasst werden	20
Abbildung 9: Prozess zur Referenznetzbildung	22
Abbildung 10: Visualisierung der Referenznetzbildung	23
Abbildung 11: Anwendung der Kosten-Nutzen-Analyse zur Ermittlung des Zielnetzes	25
Abbildung 12: Kosten- und Nutzenkategorien der CBA	26