

Bericht zum Strategischen Netz 2025



Autor Bettina von Kupsch
Abteilung Strategic Projects

Datum 19. Februar 2015

Bericht zum Strategischen Netz 2025

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Swissgrid AG
Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg
Telefon +41 58 580 21 11
Fax +41 58 580 21 21
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Für den Inhalt verantwortlich:

Geschäftsleitung Swissgrid

Konzeption & Design: bemerkt gestaltung+kommunikation www.bemerkt.net

Text: Swissgrid

Graphiken: Golden Section Graphics

Druck: Habé Offset

© Swissgrid AG 2015

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 2. April 2015

Inhalt

	Executive Summary	15
1.	Einführung	21
1.1.	Ausgangslage und Ziel der strategischen Netzplanung	21
1.2.	Rahmenbedingungen der Netzplanung	22
1.2.1.	Rechtliche Grundlagen	22
1.2.2.	Berücksichtigung von politischen Vorgaben	22
1.2.3.	Langfristige Netzstrategie Swissgrid	24
1.3.	Vorbemerkungen zur Netzplanung	26
1.4.	Einordnung der Methodik in den europäischen Kontext	28
1.5.	Aufbau des Berichts	29
2.	Netzsituation heute	31
2.1.	Ausbauzustand des «Strategischen Netzes 2015»	32
2.2.	Netzbelastungssituation	34
2.2.1.	Identifikation von Netzengpässen im operativen Betrieb	34
2.2.2.	Strukturelle Engpässe im Schweizer Netz	37
2.2.2.1.	Regionale Verteilung der Engpässe und Häufigkeit der Engpass-Situationen	38
2.2.2.2.	Sensitivitätsrechnungen zu Engpässen im heutigen Netz	39
2.2.3.	Instrumente zum Engpassmanagement	40
2.2.3.1.	NTC-Festlegung (Jahr, Monat und zwei Tage im Voraus)	42
2.2.3.2.	Topologische Massnahmen (ein Tag im Voraus bzw. ad-hoc)	43
2.2.3.3.	Direkte Eingriffe in die nationale Produktion (ad-hoc)	43
2.3.	Schlussfolgerungen für die Netzplanung	44
3.	Methodischer Ansatz der Netzerweiterungsplanung	45
3.1.	Grundsatz der Netzplanung – das NOVA-Prinzip	46
3.2.	Übersicht – Vorgehen bei der Netzplanung	47
3.3.	Szenarien zur zukünftigen Versorgungsaufgabe	48
3.4.	Marktsimulation	49
3.5.	Netzsimulation	51
3.6.	Kosten-Nutzen-Analyse zur Bewertung der Netzerweiterungsmassnahmen	53
3.7.	Ableitung des «Strategischen Netzes 2025»	54
4.	Szenarien für die Netzplanung	55
4.1.	Szenariotrichter für die Netzplanung	56
4.2.	Szenarien für 2025 – «On Track» und «Slow Progress»	58
4.2.1.	Erzeugungskapazitäten – Schweiz	58
4.2.2.	Stromverbrauch – Schweiz	61
4.2.3.	Net Transfer Capacities – Schweiz	62
4.2.4.	Brennstoffpreise und CO ₂ -Preise	65
4.2.5.	Nachbildung des Auslands	66

4.3.	Szenarien für 2035 – «On Track» «Slow Progress» «Sun» und «Stagnancy»	68
4.3.1.	Erzeugungskapazitäten – Schweiz	68
4.3.1.1.	Kernszenarien «On Track» und «Slow Progress»	69
4.3.1.2.	Randszenarien «Sun» und «Stagnancy»	69
4.3.2.	Stromverbrauch – Schweiz	70
4.3.2.1.	Kernszenarien «On Track» und «Slow Progress»	70
4.3.2.2.	Randszenarien «Sun» und «Stagnancy»	71
4.3.3.	Net Transfer Capacities – Schweiz	71
4.3.4.	Brennstoffpreise und CO ₂ -Preise	72
4.3.5.	Nachbildung des Auslands	73
5.	Markt- und Netzsimulation	75
5.1.	Marktsimulation der Szenarien 2025	76
5.1.1.	Produktionsmix Schweiz und Europa	76
5.1.2.	Energieaustausch der Schweiz mit den Nachbarregionen	79
5.1.3.	Preisentwicklung	81
5.2.	Marktsimulation der Szenarien 2035	83
5.2.1.	Produktionsmix Schweiz im Jahr 2035	84
5.2.2.	Produktionsmix Europa im Jahr 2035	85
5.2.3.	Energieaustausch der Schweiz mit den Nachbarregionen	88
5.2.4.	Preisentwicklung	92
5.3.	Zusammenfassung und kritische Würdigung der Ergebnisse der Marktsimulation	94
5.4.	Netzsimulation	96
5.4.1.	Startnetz	97
5.4.2.	Regionalisierung	98
5.4.3.	Identifikation kritischer Engpässe in den Szenarien 2025	100
5.5.	n-1-engpassfreies «Strategisches Netz 2025»	102
5.5.1.	Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «On Track»	102
5.5.2.	Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Slow Progress»	104
5.6.	Stresstests für 2025 und Sensitivitätsanalysen 2025 und 2035	106
5.6.1.	Stresstest 1: n-1-Sicherheit bei maximaler Produktion resp. maximalem Pumpbetrieb	107
5.6.2.	Stresstest 2: n-2-Sicherheit bei starkem Import / starkem Export	108
5.6.3.	Stresstest 3: n-k (Sammelschiene) beim systematischen Ausfall einer Sammelschiene	110
5.6.4.	Stresstest 4: n-k (Unterwerk) beim systematischen Ausfall eines Unterwerkes	112
5.6.5.	Sensitivität 1: n-1-Sicherheit mit Kraftwerken KWO+, Rhodix, Cornaux und Chavalon in Betrieb	114
5.6.6.	Sensitivitäten 2 & 3: Lasterhöhung um 2 GW & Transiterhöhung von 1 GW Nord-Süd	116
5.6.7.	Sensitivität «DC-Nordtrasse»	118
5.7.	Technische Netze 2035 zur Validierung der Ergebnisse für 2025	120
5.7.1.	Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «On Track 2035»	121
5.7.2.	Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Slow Progress 2035»	123
5.7.3.	Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Stagnancy»	125
5.7.4.	Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Sun»	127

5.8.	Kritische Würdigung der Ergebnisse der technischen Netzanalysen	132
5.8.1.	Ergebnisse der Netzsimulationen 2025 sowie der Stresstests und Sensitivitäten	132
5.8.2.	Relevanz der technischen Netze 2035 auf die Netzplanung 2025	133
6.	Methodik zur multikriteriellen Bewertung der Netzmassnahmen	135
6.1.	Übersicht	136
6.2.	Räumliche Abdeckung	136
6.3.	Vergleichsfall	137
6.4.	Monetäre Bewertung	139
6.4.1.	Monetärer Nutzen – Energiewirtschaftlicher Nutzen	139
6.4.2.	Monetärer Nutzen – Änderung der Netzverluste	139
6.4.3.	Monetäre Kosten – Investitionskosten und Betriebskosten	139
6.4.4.	Betrachtungszeitraum	140
6.4.5.	Diskontrate	140
6.4.6.	Ökonomische Kennzahl für monetäre Nettonutzen	141
6.5.	Qualitative Kriterien	142
6.5.1.	Netzsicherheit	142
6.5.2.	Beitrag zur Versorgungssicherheit	142
6.5.3.	Robustheit und Flexibilität	142
6.5.4.	Umweltauswirkungen	143
6.6.	Nachhaltigkeitsindikatoren	144
7.	Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse	145
7.1.	Einordnung der Ergebnisse	146
7.1.1.	Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse als Teil der Gesamtanalyse	146
7.1.2.	Monetäre Bewertungsergebnisse für die Stichjahre 2025 und 2035	146
7.2.	Projekt 1 «Chamoson – Chippis»	148
7.2.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	149
7.2.2.	Europäische Perspektive	149
7.2.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	149
7.2.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	150
7.2.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	150
7.2.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	150
7.3.	Projekt 2 «Chippis – Bickigen»	152
7.3.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	153
7.3.2.	Europäische Perspektive	153
7.3.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	153
7.3.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	154
7.3.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	154
7.3.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	154
7.4.	Projekt 3 «Pradella – La Punt»	155
7.4.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	156
7.4.2.	Europäische Perspektive	156
7.4.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	156
7.4.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	157
7.4.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	157

7.4.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	158
7.5.	Projekt 4 «Chippis – Lavorgo»	159
7.5.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	160
7.5.2.	Europäische Perspektive	161
7.5.3.	Beitrag der heutigen und künftigen Leitung zur Netzsicherheit	161
7.5.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	162
7.5.5.	Beitrag zur Robustheit / Flexibilität des Übertragungsnetzes	162
7.5.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	162
7.6.	Projekt 5 «Beznau – Mettlen»	164
7.6.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	165
7.6.2.	Europäische Perspektive	165
7.6.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	165
7.6.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	166
7.6.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	166
7.6.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	166
7.7.	Projekt 6 «Bassecourt – Mühleberg»	168
7.7.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	169
7.7.2.	Europäische Perspektive	169
7.7.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	169
7.7.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	170
7.7.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	170
7.7.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	170
7.8.	Projekt 7: «Magadino»	171
7.8.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	172
7.8.2.	Europäische Perspektive	172
7.8.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	172
7.8.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	173
7.8.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	173
7.8.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	173
7.9.	Projekt 8 «Génissiat – Foretaille»	174
7.9.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	175
7.9.2.	Europäische Perspektive	175
7.9.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	175
7.9.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	176
7.9.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	176
7.9.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	176
7.10.	Projekt 9 «Mettlen – Ulrichen»	177
7.10.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	178
7.10.2.	Europäische Perspektive	178
7.10.3.	Beitrag des Projekts zur Netzsicherheit	178
7.10.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	179
7.10.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	179
7.10.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	179
7.11.	Projekt 10 «Mettlen – Verderio»	180
7.11.1.	Energiewirtschaftlicher Nutzen	181
7.11.2.	Europäische Perspektive	181
7.11.3.	Beitrag zur Netzsicherheit	182
7.11.4.	Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit	182

7.11.5.	Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes	182
7.11.6.	Beitrag zur Umweltentlastung	182
8.	Festlegung «Strategisches Netz 2025»	183
8.1.	Für Swissgrid wichtige Netzerweiterungsprojekte bis 2025	184
8.2.	Juristisch vorgeschriebene Projekte im «Strategischen Netz 2025»	186
8.2.1.	Gesetzliche Voraussetzungen und Anforderungen	186
8.2.2.	Die Rolle des Verteilnetzes (NE 3) in der Swissgrid Netzplanung	186
8.2.3.	In das «Strategische Netz 2025» aufgenommene Anschlussprojekte	187
8.2.3.1.	Verteilnetzanschluss «Method – Mühleberg»	188
8.2.3.2.	Verteilnetzanschluss «Froloo – Flumenthal»	189
8.2.3.3.	Verteilnetzanschluss «Obfelden – Samstagern»	189
8.2.4.	«Trassenverlegung Balzers»	190
8.3.	Das «Strategische Netz 2025»	192
8.4.	Vergleich «Strategisches Netz 2025» mit dem «Strategischen Netz 2015»	194
8.5.	Europäische PCI-Projekte mit Schweizer Beteiligung	197
8.5.1.	«Mettlen – Verderio»	197
8.5.2.	«San Giacomo»	197
8.5.3.	«Bodensee-Interkonnektor»	198
8.5.4.	Um EU-Vorhaben erweitertes «Strategisches Netz 2025»	198
8.6.	Abschliessende Würdigung der vorliegenden Ergebnisse der Netzplanung	199
9.	Netzbezogene Investitionsplanung 2015 – 2025	203
9.1.	Kategorisierung der Investitionen	204
9.2.	Prinzipien bei der Erfassung des Investitionsbedarfs	205
9.3.	Gesamtkostenübersicht und netzbezogene Investitionsplanung 2015 – 2025	206
	Anhang 1: Literaturverzeichnis	213
	Anhang 2: Szenarioannahmen	215

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0.1:	Darstellung des «Strategischen Netzes 2025»	17
Abbildung 2.1:	«Strategisches Netz 2015»	32
Abbildung 2.2:	Auswertung des Netzengpasses «600 MVA 380/220 kV-Transformator in Mettlen»	35
Abbildung 2.3:	Auswertung des Netzengpasses «600 MVA 380/220 kV-Transformator in Sils»	36
Abbildung 2.4:	Strukturelle Netzengpässe	38
Abbildung 2.5:	Engpässe eingeteilt nach ihrem potentiellen Kaskadeneffekt	39
Abbildung 2.6:	Strukturelle Engpässe und die dafür notwendigen Massnahmen	41
Abbildung 2.7:	Präventives Engpassmanagement durch NTC Festlegung	42
Abbildung 3.1:	Methodischer Ansatz der Netzplanung	47
Abbildung 3.2:	Eingangsgrössen und Optimierungsablauf von PowrSym	49
Abbildung 3.3:	Herleitung technisch notwendiger Netzmassnahmen für ein n-1 engpassfreies Netz 2025	51
Abbildung 4.1:	Szenariotrichter	56
Abbildung 5.1:	Produktionsmix für die Schweiz in «On Track» und «Slow Progress 2025»	77
Abbildung 5.2:	Produktionsmix für CH Nachbarländer in «On Track» und «Slow Progress 2025»	78
Abbildung 5.3:	Energieaustausch «On Track» und «Slow Progress» mit DACH und FR	79
Abbildung 5.4:	NTC-Auslastung am DACH und mit Italien	81
Abbildung 5.5:	Grenzkostendauerlinien für Kernszenarien 2025 mit DE, AT, IT und FR	82
Abbildung 5.6:	Produktionsmix für die Schweiz im Jahr 2035	84
Abbildung 5.7:	Produktionsmix für Nachbarländer der Schweiz im Jahr 2035	85
Abbildung 5.8:	Energieaustausch in 2035 Szenarien mit DACH und IT	88
Abbildung 5.9:	NTC-Auslastung am DACH und mit Italien in 2035 Szenarien	89
Abbildung 5.10:	Analyse der Transite	90
Abbildung 5.11:	Grenzkostendauerlinie für die Szenarien mit DE, AT, IT und FR	92
Abbildung 5.12:	Startnetz 2015 mit den berücksichtigten Ausbauten	98
Abbildung 5.13:	n-1-Überlastungen im Startnetz für «On Track» und «Slow Progress 2025»	101
Abbildung 5.14:	Technisches Netz «On Track»	102
Abbildung 5.15:	Technisches Netz «Slow Progress 2025»	104
Abbildung 5.16:	n-1: Maximale Produktion und maximaler Pumpbetrieb der Pumpspeicherkraftwerke	107
Abbildung 5.17:	n-2: Starke Import- und Exportsituation	108
Abbildung 5.18:	n-k: Systematischer Ausfall einer Sammelschiene	110
Abbildung 5.19:	n-k: Systematischer Ausfall eines Unterwerkes	112
Abbildung 5.20:	n-1-Sicherheit: zusätzlicher Betrieb der Kraftwerke KWO+, Rhodix, Cornaux & Chavalon	114
Abbildung 5.21:	Lasterhöhung und Transit Nord-Süd in den Szenarien «On Track» und «Slow Progress»	116
Abbildung 5.22:	Sensitivität «DC-Nordtrasse»	118
Abbildung 5.23:	n-1-Überlastungen im Kernszenario «On Track 2035	121
Abbildung 5.24:	Technisches Netz «On Track 2035»	122

Abbildung 5.25:	n-1-Überlastungen im Kernszenario «Slow Progress 2035»	123
Abbildung 5.26:	Technisches Netz «Slow Progress 2035»	124
Abbildung 5.27:	n-1-Überlastungen im Randszenario «Stagnancy»	125
Abbildung 5.28:	Technisches Netz «Stagnancy»	126
Abbildung 5.29:	n-1-Überlastungen im «Sun»-Szenario auf dem Netz «Slow Progress 2025»	127
Abbildung 5.30:	Technisches Netz «Sun 2035»	129
Abbildung 5.31:	Speicherbedarf «Sun» zur Reduktion des Netzausbaus	130
Abbildung 6.1:	Übersicht der Methodik der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse	136
Abbildung 6.2:	TOOT-Verfahren im Rahmen der CBA	137
Abbildung 7.1:	n-1 Engpässe am Transformator Chamoson	150
Abbildung 7.2:	n-1 Engpässe am Transformator Bickigen	154
Abbildung 7.3:	n-1 Engpässe an der Leitung Gorlago – Robbia	157
Abbildung 7.4:	Überlastung von Leitungsabschnitten ohne Projektrealisierung für «Slow Progress 2025»	162
Abbildung 7.5:	n-1 Engpässe an der Leitung Mettlen – Obfelden	166
Abbildung 7.6:	n-1 Engpässe an der Leitung Bickigen – Mühleberg	170
Abbildung 7.7:	n-1 Engpässe an der Leitung Avegno – Magadino	173
Abbildung 7.8:	n-1 Engpässe an der Leitung Foretaille – Verbois	176
Abbildung 7.9:	n-1 Engpässe an der Leitung Handeck – Innertkirchen	179
Abbildung 7.10:	n-1 Engpässe an der Leitung Musignano – Lavorgo	182
Abbildung 8.1:	Darstellung des «Strategischen Netzes 2025»	192
Abbildung 8.2:	Vergleich der Erweiterungsmassnahmen 2025 mit dem «Strategischen Netz 2015»	194
Abbildung 8.3:	Um EU-Vorhaben erweitertes «Strategisches Netz 2025»	198
Abbildung 8.4:	Zyklen der strategischen Netzplanung bis zum Inkrafttreten der «Strategie Stromnetze»	202
Abbildung 9.1:	Netzbezogene Investitionen (gesamt) von 2015 bis 2025	210

Tabellenverzeichnis

Tabelle 0.1:	Netto-Leitungsausbau in Kilometern im «Strategischen Netz 2025»	18
Tabelle 4.1:	Installierte Leistung – Schweiz	59
Tabelle 4.2:	Stromverbrauch – Schweiz	61
Tabelle 4.3:	Net Transfer Capacities – Schweiz	62
Tabelle 4.4:	Brennstoffpreise und CO ₂ -Preise 2025	66
Tabelle 4.5:	Nachbildung Ausland 2025	67
Tabelle 4.6:	Installierte Leistung 2035 – Schweiz	69
Tabelle 4.7:	Stromverbrauch – Schweiz	70
Tabelle 4.8:	Net Transfer Capacities 2035 – Schweiz	71
Tabelle 4.9:	Brennstoffpreise und CO ₂ -Preise	72
Tabelle 4.10:	Nachbildung Ausland für das Jahr 2035	73
Tabelle 5.1:	Veränderung der Transite bei Reduktion der NTC	91
Tabelle 7.1:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Chamoson – Chippis»	148
Tabelle 7.2:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Chippis – Bickigen»	152
Tabelle 7.3:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Pradella – La Punt»	155
Tabelle 7.4:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Chippis – Lavorgo»	159
Tabelle 7.5:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Beznau – Mettlen»	164
Tabelle 7.6:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Bassecourt – Mühleberg»	168
Tabelle 7.7:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Magadino»	171
Tabelle 7.8:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Génissiat – Foretaille»	174
Tabelle 7.9:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Mettlen – Ulrichen»	177
Tabelle 7.10:	Übersicht CBA Ergebnisse für Projekt «Mettlen – Verderio»	180
Tabelle 8.1:	Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse für 2025	184
Tabelle 8.2:	Kurzbeschreibung der Anlage «Planchamps»	188
Tabelle 8.3:	Kurzbeschreibung der Anlage «Cornaux»	188
Tabelle 8.4:	Kurzbeschreibung der Anlage «Froloo – Flumenthal»	189
Tabelle 8.5:	Kurzbeschreibung der Anlage «Thalwil»	189
Tabelle 8.6:	Kurzbeschreibung der Anlage «Waldegg»	190
Tabelle 8.7:	Regionale Aufteilung der Leitungskilometer	193
Tabelle 9.1:	Gesamtinvestitionen für das Strategische Netz 2025	207
Tabelle 9.2:	Gesamtübersicht der Investitionsplanung 2015 – 2025	208
Tabelle A.1:	Allgemeine Informationen zu den Kernszenarien 2025	215
Tabelle A.2:	Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten (CH)	216
Tabelle A.3:	Getroffene Annahmen zu den NTC Werten an der Grenze zur Schweiz	216
Tabelle A.4:	Getroffene Annahmen betreffend CO ₂ und Brennstoffpreisen	217
Tabelle A.5:	Getroffene Annahmen betreffend Produktion und Verbrauch im Inland und Europa	217
Tabelle A.6:	Getroffene CBA-Annahmen zur Bewertung von Projekten	217
Tabelle A.7:	Allgemeine Informationen zu den Kernszenarien 2025	218
Tabelle A.8:	Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten (CH)	218
Tabelle A.9:	Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten	218
Tabelle A.10:	Getroffene Annahmen betreffend CO ₂ und Brennstoffpreisen	219

Tabelle A.11:	Getroffene Annahmen betreffend Produktion und Verbrauch im Inland und Europa	219
Tabelle A.12:	Getroffene CBA-Annahmen zur Bewertung von Projekten	219
Tabelle A.13:	Allgemeine Informationen zu den Kernszenarien 2025	220
Tabelle A.14:	Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten (CH)	220
Tabelle A.15:	Getroffene Annahmen zu den NTC Werten an der Grenze zur Schweiz	220
Tabelle A.16:	Getroffene Annahmen betreffend CO ₂ und Brennstoffpreisen	221
Tabelle A.17:	Getroffene Annahmen betreffend Produktion und Verbrauch im Inland und Europa	221

Abkürzungsverzeichnis

A	AC	Alternative Current
	ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
	AG	Aktiengesellschaft
	AG LVS	Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit
	AG RKN	Arbeitsgruppe Regionale Koordination Netzentwicklung
	AIDC	Asset Investment Decision Criteria
	AIDF	Asset Investment Decision Framework
	AIS	Air Insulated Switchgear (luftisolierte Schaltanlage)
	ARA	Abwasserreinigungs-Anlagen
	AT	Österreich
B	BE	Belgien
	BFE	Bundesamt für Energie
	BSI	British Standards Institute
C	CBA	Cost Benefit Analysis
	CH	Schweiz
	CHF	Schweizer Franken
	CZ	Tschechien
D	DACH	Schweizer Nordgrenze zu den Ländern Deutschland, Österreich und Frankreich
	dena	Deutsche Energie-Agentur
	DK	Dänemark
E	EE	Erneuerbare Energien
	EH	Extrem hoch
	ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
	EoL	End of Life
	ES	Spanien
	ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
	EUR	Euro
F	FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
	FR	Frankreich
G	GB	Grossbritannien
	GCN	Grid Control Network
	GIS	Gas Insulated Switchgear (gasisolierte Schaltanlage)
	GJ	Giga-Joule
	GTC	Grid Transfer Capability
	GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
	GW	Gigawatt
	GWh	Gigawattstunden
H	H	Hoch
	HTLS	Hochtemperaturleiterseile
	HU	Ungarn
	Hz	Hertz
I	IEA	Internationale Energieagentur
	ISO	International Organisation for Standardization
	IT	Italien
	IT	Information Technology
K	KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
	KLL	Kraftwerke Linth Limmern
	km	Kilometer
	kV	Kilovolt

	KVA	Kehrrichtverbrennungs-Anlagen
	KW	Kraftwerk
	KWO	Kraftwerke Oberhasli AG
L	LOLP	Loss of Load Probability
	LTC	Long Term Contract
	LU	Luxemburg
M	MJP	Mehrjahresplanung
	M	Mittel
	MVA	Megavolt Ampère
	MW	Megawatt
N	NEP	Neue Energiepolitik
	NL	Niederlande
	NO	Norwegen
	NOVA	Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau
	NPV	Net Present Value
	NTC	Net Transfer Capacity
O	OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
	OT	On Track
P	PAS	Publicly Available Specification
	PCI	Project of Common Interest
	PINT	Put In One at the Time
	PL	Polen
	PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
	PV	Photovoltaik
S	SAF	System Adequacy Forecast
	SBB	Schweizerische Bundesbahnen
	SE	Schweden
	SH	Sehr hoch
	SI	Slowenien
	SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architekten-Verein (verantwortlich für das SIA Normenwerk)
	SN	Sehr niedrig
	SO	Scenario Outlook
	SP	Slow Progress
	SSN	Strategie Stromnetze
	StromVG	Stromversorgungsgesetz
	StromVV	Stromversorgungsverordnung
T	TDD	Technical Due Diligence
	TOOT	Take One Out at a Time
	Tsd	Tausend
	TSO	Transmission System Operator
	TWh	Terawattstunden
	TYNDP	Ten Year Network Development Plan
U	UVEK	Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
V	VDN	Verband der Netzbetreiber beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
	VR	Verwaltungsrat
	VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
	VZ	Vorlaufzeit
W	WEO	World Energy Outlook
	WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
	WWB	«Weiter-wie-bisher» (Szenario 2050 des BFE)

Executive Summary

Ausgangslage und Ziel des «Berichts zum Strategischen Netz 2025»

Mit der Übernahme des Eigentums des Schweizer Übertragungsnetzes per 3. Januar 2013 ist Swissgrid gemäss StromVG Art. 8 für die Netzplanung verantwortlich. In der Vergangenheit hatte ETRANS¹ die Netzplanung als zentrale Stelle zusammen mit den damaligen Übertragungsnetzeigentümern koordiniert.

Swissgrid führt periodisch eine umfassende strategische Netzplanung durch, die auf Basis verschiedener Zukunftsszenarien den zukünftigen Netzum- und -ausbaubedarf sowohl markt- als auch netztechnisch berechnet und bewertet. Der «Bericht zum Strategischen Netz 2025» legt die erforderlichen Massnahmen zur Netzerweiterung² bis ins Jahr 2025 detailliert und transparent dar und zeigt die für die Netzerweiterung und den Netzerhalt notwendige Investitionsplanung bis 2025 auf.

Zwischen den strategischen Netzplanungszyklen werden jährlich für die Netzplanung relevante Umfeldentwicklungen analysiert und darauf basierend signifikante Veränderungen der bisherigen Annahmen evaluiert. Allfällige Änderungen gegenüber dem jeweils geltenden «Strategischen Netz» fliessen in die darauf folgende Mehrjahresplanung sowie die Mittelfristplanung Swissgrid ein. Der nächste strategische Netzplanungszyklus ist für 2017 geplant; danach wird die Swissgrid Netzplanung den Vorgaben aus der «Strategie Stromnetze» des BFE folgen.

¹ Bis zur Gründung von Swissgrid fungierte die ETRANS als die Schweizer Koordinationsstelle für das Höchstspannungsnetz. Am 15. Dezember 2006 wurde aus ihr heraus Swissgrid gegründet.

² Unter Netzerweiterung werden die folgenden Massnahmen verstanden: Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau.

Vorgehen bei der Erstellung des «Strategischen Netzes 2025»

Im Rahmen des «Berichts zum Strategischen Netz 2025» hat Swissgrid auf Grundlage verschiedener Quellen zukünftige Strommarktentwicklungen bis zum Jahr 2035 in der Schweiz und Europa analysiert und mit internen und externen Fachleuten diskutiert.

Fokus der vorliegenden Analyse ist die Erarbeitung eines aus Versorgungssicherheit und volkswirtschaftlichem Nutzen optimalen Netzes³ für 2025 unter Einbezug der neuen Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Verteilnetze. Mögliche Zukunftsszenarien wurden markt- und netztechnisch modelliert, um so erforderliche Netzmassnahmen zu identifizieren und zu bewerten. Die Bewertung der Netzmassnahmen erfolgt mithilfe des von der ENTSO-E (Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) entwickelten und von der europäischen Regulierungsbehörde ACER empfohlenen Verfahrens der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse.

Die zu bewertenden Netzmassnahmen werden auf ihre ökonomische Vorteilhaftigkeit aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft, ihren Beitrag zur Systemsicherheit und mit Blick auf ihren Einfluss auf Landschaft und besiedelte Gebiete bewertet. Die wichtigsten technischen Planungsgrundsätze sind der «n-1-sichere» Betrieb des Netzes sowie das sog. NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau), das darauf abzielt, die Umwelt- und Landschaftseinflüsse der Netzplanung so gering wie möglich zu halten.

Das so ermittelte «Strategische Netz 2025» stellt sicher, dass die wesentlichen bestehenden und erwarteten Netzengpässe⁴ unter Vermeidung von netztechnisch bzw. volkswirtschaftlich unnötigen Investitionen beseitigt beziehungsweise vermieden werden können.

³ Ergänzend wurden zudem die heutige Netzsituation und der Ausblick auf die Versorgungsaufgabe 2035 detailliert untersucht.

⁴ Entsprechend der getroffenen Umfeldannahmen aus den betrachteten Szenarien.

Ergebnisse der technischen Planung zum «Strategischen Netz 2025»

Das «Strategische Netz 2025» besteht aus neun Netzerweiterungsmassnahmen, welche von Swissgrid bewertet wurden (Projekte 1 – 9), sowie vier juristisch begründeten Projekten (J1 – J4):

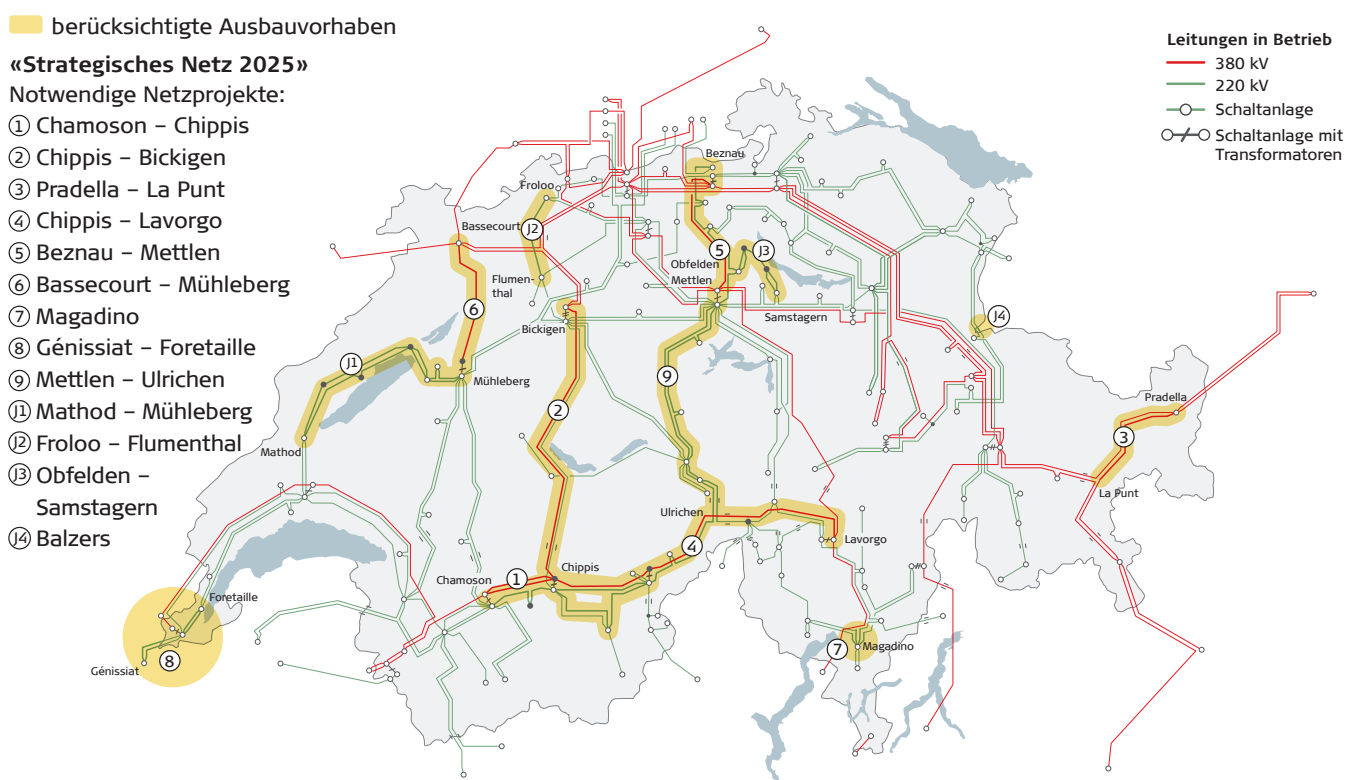


Abbildung 0.1: Darstellung des «Strategischen Netzes 2025»

Die im Bericht verwandten Kilometer-Angaben basieren, sofern nicht anders bezeichnet, immer auf Leitungskilometern. Damit sind sie nicht direkt vergleichbar mit den 6 700 Strangkilometern, die für die Länge des Schweizer Übertragungsnetz allgemein bekannt sind. Zum besseren Vergleich werden für die Netzausbauten, die optional zu einer Erweiterung der Gesamtlänge des Swissgrid Netzes führen, die Strangkilometer in Klammern mit aufgeführt.

Zur Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» werden aus Übertragungsnetz-sicht insgesamt 280 Leitungskilometer umgebaut sowie 245 Leitungskilometer zugebaut. Die Unterteilung nach NOVA für die neun durch Swissgrid begründeten Projekte (ohne juristisch begründete Projekte) ist wie folgt:

- » Netzoptimierung Übertragungsnetz: 193 km;
- » Netzverstärkung Übertragungsnetz: 87 km;
- » Netzausbau Übertragungsnetz: 245 km (448 Strangkilometer).

Zu den durch die Swissgrid Netzplanung begründeten Projekten kommen noch 125 km Leitungen, die zur Verstärkung des Verteilnetzes realisiert werden. Es handelt sich bei diesen Projekten nur um Netzausbau. Dem gesamthaften Netzausbau von insg. 370 km

steht ein Netzurückbau von 270 km (485 Strangkilometer) im Übertragungsnetz sowie von 145 km (211 Strangkilometer) im Verteilnetz (Rückbau von Leitungen tieferer Spannungsebene) gegenüber, das heisst, dass sich Netzausbau und -rückbau vollständig kompensieren. Somit kann für die Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» auf eine Netto-Erhöhung der heute bestehenden Leitungs- und Strangkilometer im Schweizer Stromnetz verzichtet werden⁵.

Tabelle 0.1: Netto-Leitungsausbau in Kilometern im «Strategischen Netz 2025»

«Strategisches Netz 2025»	Ausbau	Verzicht auf Ausbau	Rückbau	Netto-km	Inkl. vermiedenen Ausbau
Zubauten im ÜN gesamt	+370 km		-270 km	+100 km	+100 km
Durch Swissgrid begründete Projekte	(+245 km)				
Juristisch begründete Projekte (Verteilnetz)	(+125 km)				
Nicht bestätigte ÜN-Projekte aus «Strategischem Netz 2015»		-291 km			-291 km
Verteilnetz & SBB Netz (in km)			-145 km	-145 km	-145 km
Gesamt	+370 km	-291 km	-415 km	-45 km	-336 km

Der technische und volkswirtschaftliche Nutzen der 13 resultierenden Projekte ist bis 2025 aus Sicht Swissgrid weitgehend unabhängig von vorhandenen Unsicherheiten bei den Markt- und Umfeldentwicklungen gegeben. Das «Strategische Netz 2025» umfasst Projekte, die in den betrachteten Szenarien für 2025 einen monetären Nutzen aufweisen, aber auch Projekte, die aus Sicht Versorgungssicherheit trotz fehlendem positiven Nettobarwert erforderlich sind. Es beseitigt sämtliche der heute bestehenden Engpässe.

Das «Strategische Netz 2025» zeigt sich auch in den vier für 2035 gerechneten Szenarien als resilient. Selbst in den Randszenarien «Stagnancy» und «Sun» bestätigen sich die 9 Projekte sowie die 3 Verteilnetzanschlussprojekte. Damit ist sichergestellt, dass diese Projekte auch langfristig betrachtet technisch sinnvoll sind. Abhängig von den Szenarien würden darüber hinaus weitere Erweiterungsprojekte in 2035 erforderlich. Je nach Entwicklung der relevanten Umfeldbedingungen in den kommenden Jahren werden sie in künftige Netzplanungen einfließen.

Im Ergebnis weist das «Strategische Netz 2025» auch deutlich weniger Projekte und Netz-Kilometer als das bislang gültige «Strategische Netz 2015» auf: Insgesamt werden 8 Projekte aus dem «Strategischen Netz 2015» nicht bestätigt, die eine Leitungslänge von knapp 300 km aufweisen. Drei zusätzliche Leitungen sind dafür neu im «Strategischen Netz 2025» enthalten, mit einer Leitungslänge von gut 60 km⁶. Die wegfallenden Projekte entlasten vor allem das Mittelland, die Zentralschweiz und das Tessin. Allerdings sind die Zentralschweiz und das Tessin auch wiederum durch die neuen Projekte «Mettlen - Innertkirchen» (Teilabschnitt des Projektes «Mettlen - Ulrichen») und «Magadino» betroffen.

Neben den oben dargestellten Netzerweiterungsmassnahmen innerhalb der Schweizer Grenzen werden derzeit auf europäischer Ebene⁷ drei weitere Projekte («Mettlen-Ver-

5 Dies gilt zumindest für die 9 Netzprojekte, die aus der Swissgrid Netzplanung resultieren. Die juristisch begründeten Verteilnetzanschlussprojekte führen zu einer geringfügigen Erhöhung der Leitungs- und Strangkilometer im Übertragungsnetz.

6 Die drei Verteilnetzanschlussprojekte, die im «Strategischen Netz 2025» auf Grundlage der bis Ende November 2014 eingegangenen Anschlussbegehren aufgenommen sind, waren alle bereits im «Strategischen Netz 2015» enthalten. Die Trassenverlegung Balzers ist im Planungsbeginn, entsprechend ist noch nicht absehbar, ob und wenn ja wieviele zusätzliche Kilometer sie im Schweizer Netz bedingt.

7 Es im Rahmen des Programms zur Verbesserung der transeuropäischen Infrastruktur (TEN-E) wurden im Rahmen der EU-Verordnung 347/2013 sog. Projekte mit einem gemeinsamen europäischen Interesse (Projects of Common Interest, PCI) entwickelt.

derio», «San Giacomo», «Bodensee-Interkonnektor») diskutiert, die auch das Schweizer Stromnetz berühren. Swissgrid hat diese sogenannten «Projects of Common Interest (PCI)» in ihrer aktuellen Netzplanung mit evaluiert. Dabei zeigt sich, dass diese Projekte aus rein Schweizer Sicht technisch und volkswirtschaftlich in 2025 nicht unbedingt erforderlich sind. Die EU sieht für solche Fälle einen Lastenausgleich zwischen den Ländern, die den wesentlichen Teil der Kosten zu tragen haben und jenen, wo der wesentliche Nutzen anfällt, vor⁸. Vorbehaltlich des Grundsatzes einer entsprechenden Kostenteilung wird Swissgrid die PCI im Rahmen der gesamteuropäischen Netzplanung aktiv weiterverfolgen. Bis zu einer entsprechenden Konkretisierung sind sie jedoch nicht Teil des «Strategischen Netzes 2025».

Swissgrid definiert mit dem vorliegenden Bericht bewusst ein Netz, das sich auf die Bedürfnisse von heute sowie der kommenden 10 Jahre fokussiert. Es beseitigt die bestehenden ebenso wie die erwarteten zukünftigen Engpässe bis zum Jahr 2025. Dies ist eine Änderung gegenüber der Netzplanung in der Vergangenheit, die die Netze oftmals präventiv auf mögliche zukünftige Bedarfe dimensioniert hat. Dieser auf die nächste Dekade fokussierte Ansatz bedeutet zum einen, dass bedarfsgerecht (und damit möglichst kosteneffizient) gebaut wird, zum anderen aber auch, dass keine «Puffer» für eine verzögerte Umsetzung der identifizierten Massnahmen enthalten sind. Daher ist die im Rahmen der Energiestrategie 2050, der «Strategie Stromnetze» und des Beirats Energienetze diskutierte Verkürzung der Bewilligungsverfahren auf maximal 6 Jahre von grosser Bedeutung für Swissgrid. Sollte diese nicht realisierbar sein, behält sich Swissgrid eine längerfristig gerichtete Netzdimensionierung auf Basis der technischen Netze für 2035 vor.

Finanzbedarf für das «Strategische Netz 2025» sowie den bis 2025 erforderlichen Netzerhalt

Für die Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 2,46 Mrd. CHF erforderlich. Diese Kosten inkludieren die noch in Realisierung befindlichen Projekte des Startnetzes sowie der Erhaltungsinvestitionen bis 2025. Die den Erweiterungsprojekten zugeordneten Investitionen fallen dank des Verzichts auf verschiedene im «Strategischen Netz 2015» enthaltene Projekte dabei geringer aus, als in der «Botschaft zum ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050»⁹ für 2035 angenommen. Während diese von erwarteten Investitionen alleine in die Netzerweiterung in Höhe von 2,2 bis 2,55 Mrd. CHF bis 2035 spricht, machen die Erhaltungskosten bis 2025 (mit anteilmässiger Inkludierung der entsprechenden «in Projektierung befindlichen Massnahmen») gut 1 Mrd. CHF von den 2,46 Mrd. CHF aus.

Bei den dargestellten Kosten ist zu beachten, dass Swissgrid immer auf Basis der Freileitungstechnologie als kostengünstigster Alternative plant. Sollten im Rahmen der Bewilligungsverfahren (Teil)Verkabelungen oder zusätzliche, bisher nicht vorgesehene Kompensationsmassnahmen angeordnet werden, würden sich die dargestellten Investitionskosten entsprechend erhöhen.

8 Siehe EU-Verordnung 347/2013.

9 Bundesamt für Energie (2013). Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts).

Da auf Grundlage der Simulationen für 2035 keine massiven weiteren Netzerweiterungen absehbar sind, dürfte sich der Investitionsbedarf für Netzerweiterungen (auf Freileitungsbasis) im Übertragungsnetz bis 2035 eher im Rahmen von 1,6 bis 1,8 Mrd. CHF befinden. Rechnet man einen gewissen Anteil an Verkabelungen ein, dann könnte sich dieser Betrag allerdings durchaus wieder dem in der «Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050» angenommenen Band von 2,2 bis 2,55 Mrd. CHF annähern. Eine längerfristige Kostenschätzung bis 2050 ist auf Grundlage der vorliegenden Ergebnisse nicht durchführbar.

Mit Blick auf die Realisierung des oben dargestellten «Strategischen Netzes 2025» plant Swissgrid in der nächsten Dekade gesamthaft netzbezogene Investitionen in Höhe von ca. 2,26 Mrd. CHF. Diese Kosten umfassen auch noch die Investitionen in die Realisierung der Projekte des Startnetzes sowie in den Netzerhalt bis 2025:

- » Ca. 1,25 Mrd. CHF auf «in Projektierung befindliche Massnahmen». Mit rund 886 Mio. CHF sind die Investitionen für Leitungen mehr als doppelt so hoch wie die Investitionen in Unterwerke (ca. 266 Mio. CHF).
- » Ca. 130 Mio. CHF auf Netzerweiterungsmassnahmen. Diese beinhalten im Wesentlichen neue Unterwerke (ca. 114 Mio. CHF) sowie anteilige Investitionskosten für die neue Leitung «Génissiat – Foretaille» und das Projekt «Trassenverlegung Balzers». Aufgrund langer Planungsphasen dürfte aber das Gros der Ausgaben für das letztere Projekt (24 Mio. CHF) ausserhalb des Planungshorizontes anfallen.
- » Ca. 875 Mio. CHF für den Netzerhalt. Diese Investitionen unterteilen sich in
 - » ca. 442 Mio. CHF für den Netzersatz (im Wesentlichen Ersatz von Unterwerken);
 - » ca. 228 Mio. CHF Instandhaltung (bzw. 21 Mio. CHF p.a.);
 - » ca. 131 Mio. CHF für Dienstbarkeitserneuerungen (bzw. 12 Mio. CHF p.a.).

Infolge des in den letzten Jahren u.a. durch verzögerte Genehmigungsverfahren entstandenen «Umsetzungsstaus» kommt es in den Jahren 2015 bis 2017 zu einer erhöhten Investitionstätigkeit im Bereich von 260 bis 360 Mio. CHF p.a. Für die weiteren Jahre belaufen sich die Investitionen bis zum Jahr 2025 auf jährlich 150 bis 200 Mio. CHF.

1. Einführung

1.1. Ausgangslage und Ziel der strategischen Netzplanung

Mit der Übernahme des Eigentums des Schweizer Übertragungsnetzes per 3. Januar 2013 ist Swissgrid gemäss StromVG Art. 8 für die Netzplanung verantwortlich. In der Vergangenheit hatte ETRANS¹ die Netzplanung als zentrale Stelle zusammen mit den damaligen Übertragungsnetzeigentümern koordiniert.

Die Netzbetreiber sind gemäss Art.8 Abs.2 StromVG verpflichtet, Mehrjahrespläne für den Ausbau der Netzinfrastruktur zu erstellen. Auf diese Weise soll ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zur Sicherstellung der mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) kontrolliert den Zustand des Netzes und die regionale Ausgewogenheit der Investitionen und überprüft die Mehrjahrespläne der Netzbetreiber hinsichtlich der Einhaltung dieser Vorgabe.

Um die Netzbedarfe langfristig vorherzusagen, führt Swissgrid periodisch eine umfassende strategische Netzplanung durch, die auf Basis verschiedener Zukunftsszenarien sowohl markt- als auch netztechnisch den zukünftigen Netzum- und -ausbaubedarf berechnet und bewertet.

Ziel des vorliegenden Berichts zum «Strategischen Netz 2025» ist es,
» die erforderlichen Massnahmen zur Netzerweiterung² bis ins Jahr 2025 detailliert und transparent darzulegen; und
» die für die Netzerweiterung und den Netzerhalt notwendige Investitionsplanung aufzuzeigen.

¹ Bis zur Gründung von Swissgrid fungierte die ETRANS als die Schweizer Koordinationsstelle für das Höchstspannungsnetz. Am 15. Dezember 2006 wurde aus ihr heraus Swissgrid gegründet.

² Unter Netzerweiterung werden die folgenden Massnahmen verstanden: Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau.

Zwischen den strategischen Netzplanungszyklen werden jährlich für die Netzplanung relevante Umfeldentwicklungen bei Markt und Technik analysiert und darauf basierend signifikante Veränderungen der bisherigen Annahmen evaluiert. Allfällige Änderungen gegenüber dem jeweils geltenden «Strategischen Netz» fliessen in die darauf folgende Mehrjahresplanung sowie die Mittelfristplanung Swissgrid ein. Der nächste strategische Netzplanungszyklus ist für 2017 geplant; weitere Zyklen sind von den Vorgaben aus der «Strategie Stromnetze»³ abhängig.

1.2. Rahmenbedingungen der Netzplanung

Bei der Erstellung des Strategischen Netzes wurden verschiedene Rahmenbedingungen berücksichtigt. Dazu gehören rechtliche Grundlagen, politische Vorgaben sowie die Berücksichtigung von nationalen und internationalen Entwicklungen.

1.2.1. Rechtliche Grundlagen

Die Errichtung neuer Anlagen sowie der Um- und Ausbau, der Betrieb und der Unterhalt von bestehenden Anlagen der Energieversorgung unterliegen verschiedenen rechtlichen Bestimmungen auf Verfassungs-, Gesetzes- und Verordnungsebene. Swissgrid berücksichtigt in ihren Planungen die jeweiligen gesetzlichen Vorschriften. Nebst dem Energiegesetz, dem Elektrizitäts-, Raumplanungs-, Umweltschutz-, Natur- und Heimatschutzgesetz sind insbesondere das Stromversorgungsgesetz (StromVG) und die Stromversorgungsverordnung (StromVV) für Swissgrid als nationale Übertragungsnetzbetreiberin massgebend.

1.2.2. Berücksichtigung von politischen Vorgaben

Angesichts der zentralen Bedeutung der Stromnetze für die Schweizer Volkswirtschaft definiert der Bund innerhalb des Detailkonzepts «Strategie Stromnetze» (SSN), das auf der Energiestrategie 2050 basiert, aktuell die Rahmenbedingungen und Abläufe für eine bedarfs- und zeitgerechte Netzentwicklung neu. Dabei wird unter anderen ein Prozess für die Netzplanung vorgeschlagen, der neu die nationale Entwicklung eines Szenariensrahmens unter der Verantwortung des Bundesamts für Energie (BFE) beinhaltet. Dieser soll nach der öffentlichen Konsultation durch den Bundesrat verabschiedet werden und dient als Basis für die nachfolgenden Mehrjahrespläne, die durch die Netzbetreiber erstellt werden.

Die SSN umfasst zudem verschiedene Leitlinien zu den erforderlichen Funktionalitäten der Stromnetze. Auch wenn die dort dargestellten Richtlinien und Prozesse zum Veröffentlichungszeitpunkt dieses Berichts noch keine formale Verbindlichkeit aufweisen, ist Swissgrid heute schon bestrebt, sich mit den geplanten Rahmenbedingungen von morgen aktiv auseinanderzusetzen. Swissgrid berücksichtigt bereits mehrere dieser Vorgaben und Grundsätze in ihrer Netzplanung:

» Inländische Versorgung

Die Netzbetreiber stellen mit ihrer Planung sicher, dass die schweizerischen 50-Hz-Stromnetze die Versorgung der inländischen Endverbraucher jederzeit ausreichend und sicher

³ Die Vorlage zur Strategie Stromnetze wird voraussichtlich 2016 dem Schweizer Parlament unterbreitet und hat in Bezug auf die laufende Netzplanung noch nicht die Verbindlichkeit von formellem Recht. Trotzdem erscheint es geboten, sich für die laufende Netzplanung an den grundlegenden Eckpunkten des Detailkonzeptes zu orientieren, zumal die in den heutigen rechtlichen Grundlagen definierten Rahmenbedingungen entsprechenden Gestaltungsspielraum lassen.

gewährleisten. Der Abtransport der in der Schweiz produzierten Elektrizität ist bedarfs- und zeitgerecht und unter Berücksichtigung der Verhältnismässigkeit sicherzustellen.

» **Abtransport der Schweizer Produktion**

Der Abtransport der in der Schweiz produzierten Elektrizität ist bedarfs- und zeitgerecht und unter Berücksichtigung der Verhältnismässigkeit sicherzustellen.

» **Internationale Anbindung**

Die nationale Netzgesellschaft stellt sicher, dass das schweizerische Übertragungsnetz international ausreichend vernetzt ist, um die Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten und den grenzüberschreitenden Stromhandel zu ermöglichen.

» **Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung**

Die nationale Netzgesellschaft koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes und die damit zusammenhängende Bedarfsermittlung mit der Planung der Verteilnetzbetreiber auf den Netzebenen 2 und 3. Die Koordination erfolgt regional zwischen der nationalen Netzgesellschaft, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern und Kantonen sowie der SBB (insbesondere im Zusammenhang mit dem 132-kV-Übertragungsnetz und Frequenzumformern) und den Produzenten.

» **Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz (Netzebene 1)**

Bei der Beurteilung von Korridorvarianten für Netzebene 1 erfolgt eine umfassende Interessenauslegung, welche die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt, technische Aspekte sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Überlegungen berücksichtigt. Die Interessenauslegung bildet die Grundlage für die Interessenabwägung, die schlussendlich für den Korridorentscheid durchgeführt werden muss.

» **Mitwirkung, Information und Kommunikation**

Bei der Planung der schweizerischen Stromnetze ist der Einbezug der Öffentlichkeit sowie eine umfassende Information und Kommunikation durch alle Akteure im Verfahren sicherzustellen. Die erforderlichen Prozesse und Anforderungen werden dokumentiert und transparent kommuniziert.

» **Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau**

Die Netzbetreiber berücksichtigen bei der bedarfsgerechten Netzerweiterung das sogenannte NOVA-Prinzip (**N**etzo**o**ptimierung vor **-**verstärkung vor **-**ausbau)⁴.

» **Technologieneutralität**

Die Leitungsprojekte werden im Rahmen der strategischen Netzplanung technologie-neutral betrachtet, d.h., es wird nicht nach Freileitung oder Verkabelung differenziert. Ein Technologieentscheid erfolgt immer erst im Rahmen der konkreten Projektplanung und -realisierung auf Basis von Vergleichsstudien im Plangenehmigungsverfahren. Massnahmen, für die es eine rechtliche Grundlage in Bezug auf die Technologiewahl gibt, werden entsprechend mit den geplanten Kosten (d.h. Freileitung oder Verkabelung) aufgeführt. Bei Projekten in einem früheren Planungsstadium werden die Plankosten grundsätzlich auf Basis einer Freileitung angesetzt. Dies ist daraus begründet, dass die

⁴ Siehe Kapitel 3.1 für eine ausführliche Erläuterung des NOVA Prinzips.

Kosten im Allgemeinen unter denen einer Verkabelung liegen und im Gegensatz zu den stark variierenden Kosten bei Verkabelungen konkrete und belastbare Erfahrungswerte für die Planung (Kosten pro Leitungskilometer, jeweils für 220 kV und 380 kV) vorliegen. Sofern die verantwortliche Behörde für Projekte im «Strategischen Netz 2025» auf eine Verkabelung entscheidet, werden die entsprechenden Projektkosten in der nächstfolgenden Mehrjahresplanung entsprechend angepasst.

1.2.3. Langfristige Netzstrategie Swissgrid

Das aktuelle Schweizer Übertragungsnetz besteht zu gut zwei Dritteln (insgesamt 4918 km) aus 220-kV- und zu knapp einem Drittel (1780 km) aus 380-kV-Stromkreisen, welche über 18 Kuppeltransformatoren verbunden sind.

Die wesentlichen Funktionen der 380-kV-Ebene sind:

- » Übertragung über grosse Distanzen und Verbund mit dem Ausland;
- » Ein-/Ausspeisung von grossen Kraft-/Pumpspeicherwerken (grösser ca. 500 MW).

Die wesentlichen Funktionen der 220-kV-Ebene sind:

- » regionale Versorgung/Verbindung von Produktions- mit Verbrauchsschwerpunkten;
- » Ein-/Ausspeisung von mittleren Kraft-/Pumpspeicherwerken (grösser ca. 200 MW und kleiner ca. 500 MW).

Struktur des 380-kV-Netzes – Die Struktur des 380-kV-Netzes muss den zukünftigen Bedürfnissen angepasst werden, nicht zuletzt aufgrund der geplanten Realisierung verschiedener Wasserkraftwerke mit grossen Leistungen in den Alpen. Diese Leistungen müssen in das vorhandene Übertragungsnetz aufgenommen werden. Dies umfasst auch die Bereitstellung der erforderlichen grenzüberschreitenden Kapazitäten.

Zudem werden grosse Mengen volatiler Windkraft gerade in den Nachbarländern zugebaut. Die erwartete Nachfrage der Marktakteure nach mehr Kapazitäten zur Bereitstellung von komplementärer Leistung durch Speicherkraftwerke stellt zusätzliche Anforderungen an die langfristige Netzinfrastruktur der Schweiz. Dies gilt auch für den angestrebten Aufbau von grenzüberschreitenden Märkten für Systemdienstleistungen, der die Schaffung erweiterter Kapazitäten für entsprechende Exporte und Importe bedingt. Nebst den Aufgaben für Transit und Produktion bildet die 380-kV-Ebene das Rückgrat für die Versorgung der Schweiz, das heisst, dass notwendige Redundanzen im 380-kV-Netz sichergestellt sein müssen.

Struktur des 220-kV-Netzes – Dank dem hohen Vermaschungsgrad dieser Spannungsebene kann sie optimal für die regionale Versorgung eingesetzt werden, das heisst, es können in sich geschlossene Versorgungsteilnetze und Produktionsabtransportnetze gebildet werden. Durch die Entflechtung bzw. Umnutzung (d.h. hin zu einem Betrieb mit tieferer Spannung) des 220-kV-Netzes wird die vertikale Netzstruktur optimiert.

Dabei gilt, dass sich der zukünftige Ausbau der 220-kV-Ebene nicht an der regionalen Versorgungs- und Produktionsstruktur orientieren und nicht eine Redundanz für das 380-kV-Netz darstellen soll:

- » Das 220-kV-Netz (oder auch regionale vermaschte Netze) darf die Transportfähigkeit des 380-kV-Netzes nicht limitieren;

- » Eine zusätzliche Anzahl Kuppeltransformatoren soll den Anschluss des 220-kV-Netzes an den 380-kV-Backbone sicherstellen⁵;
- » Mit einer optimierten Topologie des 220-kV-Netzes können kritische Parallelverbindungen zu 380-kV-Verbindungen vermieden werden.

Das heisst zusammenfassend, dass die 380-kV-Ebene weiter zu vermaschen ist, sodass sie nicht auf die 220-kV-Ebene als Redundanz angewiesen ist. Die 220-kV-Ebene ihrerseits ist zu entflechten und mittels Transformatoren so an die 380-kV-Ebene anzubinden, dass

- » keine Lastflüsse über grosse Distanzen durch das 220-kV-Netz (die 220-kV-Teilnetze) resultieren;
- » der Abtransport von 220-kV-Einspeisungen ins 380-kV-Netz gewährleistet ist; und
- » die Versorgung von 220-kV-Lasten aus dem 380-kV-Netz sichergestellt ist.

5 Um-/Ausbauten in Unterwerken sind einfacher zu realisieren als neue Trassen zu erschliessen.

1.3. Vorbemerkungen zur Netzplanung

Auf Grundlage der politischen Vorgaben verfolgt Swissgrid das Ziel, ein versorgungssicheres und gleichzeitig effizientes, volkswirtschaftlich optimiertes Netz zu betreiben. Ausgangspunkt für die Planung stellt das heutige Netz sowie das 2009 durch den Bundesrat bestätigte «Strategische Netz 2015» dar. Basierend auf möglichen Zukunftsentwicklungen überprüft Swissgrid periodisch mittels einer strategischen Netzplanung, inwiefern die geplanten Erweiterungsmassnahmen weiterhin erforderlich sind und wo es allfällige Anpassungen benötigt.

- » **Szenarienrahmen für die Netzplanung** – Bis zum Inkrafttreten der in 1.2.2 dargestellten «Strategie Stromnetze» fehlen klare Vorgaben zu den für die Netzplanung relevanten Marktannahmen. Als nationale Netzgesellschaft erhebt Swissgrid keinen Anspruch auf ein besseres Wissen über die künftige Energieentwicklung in der Schweiz und in Europa als nationale und internationale Experten. Daher stützt sie ihre Planung wo immer möglich auf offizielle nationale und internationale Vorgaben und Quellen. Neben den heutigen Netzengpässen werden für 2025 u.a. folgende Inputs des Bundes, der Stromwirtschaft und der europäischen Netzbetreiber berücksichtigt:
 - » Energieszenarien für die Schweiz bis 2050 des Bundesamtes für Energie (BFE);
 - » Planungen der Kraftwerksbetreiber und Verteilnetzbetreiber in der Schweiz;
 - » Szenarien des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) im Rahmen der Entwicklung des europäischen Netzentwicklungsplanes;
 - » nationale Netzentwicklungspläne angrenzender europäischer Netzbetreiber;
 - » Diskussionen auf europäischer Ebene um sog. Projects of Common Interests (PCI);
 - » weltweite Energieperspektive der internationalen Energieagentur IEA; sowie
 - » eigene Annahmen mit dem Ziel, möglichst unterschiedliche Langzeit-Szenarien zu evaluieren.
- » **Berücksichtigte Einflussgrössen für die Planung** – Das Schweizer Übertragungsnetz befindet sich in einem Spannungsfeld verschiedener externer Faktoren, die Swissgrid wenig bis gar nicht beeinflussen kann. Dazu gehören die Energiestrategie des Bundes und der europäischen Nachbarländer, die Kraftwerksbewirtschaftung, der Energieaustausch mit Europa oder auch die Technologieentwicklung. Mithilfe der Szenariotechnik wird ein Teil dieser unsicheren Einflussgrössen adressiert und es werden wahrscheinliche Entwicklungen der Energiemärkte antizipiert. Swissgrid verwendet bewusst keine Szenarien, welche von stark disruptiven Entwicklungen in der Energieversorgung ausgehen oder massive Richtungsänderungen in der Energiepolitik voraussetzen, da sich diese kaum seriös berechnen lassen. Längerfristig wird der Szenarientrichter mittels zweier ergänzender Randszenarien für das Jahr 2035 weiter geöffnet. Dies erlaubt es, wesentliche Treiber des Netzausbaus zu identifizieren, um auf politische und energie-wirtschaftliche Entwicklungen schnell reagieren zu können. Umfassende Stresstests und Sensitivitätsanalysen ermöglichen zudem, relevante Extremsituationen aus Netzsicht mit abzubilden.
- » **Regelmässige Überprüfung der Szenarien** – Angesichts der beschriebenen Unsicherheiten im schweizerischen wie auch im europäischen Energiesystem sowie der noch laufenden Vernehmlassung der Schweizer Energiestrategie 2050 ist beabsichtigt, die bestehende Planung in 2017 zu überprüfen. Damit ist gewährleistet, dass innert nützlicher Frist auf Entwicklungen reagiert werden kann, die das Übertragungsnetz betreffen. Dies setzt allerdings entsprechend kurze Bewilligungsverfahren voraus.

- » **Zusammenarbeit und Abstimmung mit Stakeholdern** – Die Bereitstellung einer optimalen und zukunftsfähigen Netzinfrastruktur hängt massgeblich auch davon ab, wie sich die regionale Energieversorgung hinsichtlich Produktion und Verbrauch entwickelt. Dazu gehört die Frage, wie stark tiefere Netzebenen bei ihrer Versorgung zukünftig noch auf das Übertragungsnetz angewiesen sein werden, ebenso, wie die Abstimmung der internationalen Produktions- und Netzentwicklung⁶. Swissgrid sucht die aktive Zusammenarbeit auf kantonaler und nationaler Ebene mit den zuständigen Energieversorgern und Behörden, um in ihren getroffenen Annahmen möglichst der tatsächlichen Entwicklung des Schweizer Strommarktes zu entsprechen. Mit den im «Bericht zum Strategischen Netz 2025» dargestellten, transparenten Planungsannahmen legt Swissgrid die Basis für eine sachliche Diskussion über einer bedarfsgerechten Netzinfrastruktur im Dialog mit allen relevanten Anspruchsgruppen. So wird sichergestellt, dass zukünftig die Produktionsentwicklung und der Netzausbau sinnvoll aufeinander abgestimmt werden, um eine Netzinfrastruktur zu entwickeln, die den regionalen Anforderungen entspricht.
- » **Beschleunigte Bewilligungsverfahren als Voraussetzung** – Angesichts der aktuellen Verfahrensdauern von mindestens 10 bis meist weit über 15 Jahren würde der gewählte Planungszeitraum von 10 Jahren nicht ausreichen, um die notwendigen Projekte zeitgerecht bis 2025 in Betrieb zu nehmen. Die Voraussetzung für die Planung des vorliegenden bedarfsorientierten, effizienten Übertragungsnetzes ist daher die von Bund und Swissgrid gleichermaßen angestrebte Regeldauer der Bewilligungsverfahren von sechs Jahren.

Swissgrid geht in ihrer Netzplanung davon aus, dass sich Bund und Kantone bis zum Inkrafttreten der Strategie Stromnetze gemeinsam mit ihr dafür engagieren, dass die für das Jahr 2025 erforderlichen Projekte schnell umgesetzt werden. Zudem muss gewährleistet sein, dass bereits laufende Erweiterungsprojekte, die aufgrund der aktuellen Beurteilung vorläufig zurückgestellt werden, im Bedarfsfall später ohne Zeitverlust wieder aufgenommen werden können. Sollte sich erweisen, dass diese Annahmen nicht unterstützt werden bzw. sich nicht realisieren lassen, behält sich Swissgrid vor, zur Wahrnehmung ihrer langfristigen Versorgungsaufgabe nachträglich zusätzliche Projekte in das «Strategische Netz 2025» bzw. zukünftige Netzplanungen aufzunehmen.

Die vorliegende Netzplanung seitens Swissgrid dient als Ausgangslage für eine konstruktive Diskussion zur künftigen Netzinfrastruktur der Schweiz. Das Einbringen von entsprechenden Beiträgen vonseiten Behörden, Politik, Energiewirtschaft und Wissenschaft für künftige Planungszyklen wird ausdrücklich begrüsst.

⁶ Bereits im laufenden Planungszyklus hat sich Swissgrid bemüht, in Absprache mit dem DSV Bottom-Up-Annahmen zum zukünftigen dezentralen Produktions- und Verbrauchsmix zu erhalten. Leider war es den im DSV organisierten Unternehmen jedoch nicht möglich, entsprechende Angaben innert der vorgegebenen Zeitspanne zu liefern.

1.4. Einordnung der Methodik in den europäischen Kontext

Für ihre Mehrjahresplanung setzt Swissgrid auf modernste Methoden und erprobte, international anerkannte Tools. Als einer der ersten Netzbetreiber in Europa legt Swissgrid für das «Strategische Netz 2025» neben der Betrachtung der technischen Kriterien einen Fokus auf die Betrachtung des volkswirtschaftlichen Nutzens der Netzmassnahmen. Der Vergleich der von Swissgrid in der Markt- und Netzsimulation verwendeten Techniken sowie Tools mit denen anderer europäischer Übertragungsnetzbetreiber zeigt, dass die transparente, aber auch aufwendige Swissgrid Netzplanung im europäischen Vergleich als fortschrittlich einzuordnen ist:

- » **Zeithorizont** – Swissgrid verwendet bei der Analyse zwei Stützjahre (2025 und 2035). Dies entspricht der Vorgehensweise beispielsweise auch in Deutschland, Österreich und Frankreich.
- » **Szenariotechnik** – Swissgrid verwendet für das Stützjahr 2025 zwei Szenarien und für das Stützjahr 2035 vier Szenarien. Dies geht über die Empfehlung der ENTSO-E (2+2 Szenarien) sowie die Praxis anderer europäischer Übertragungsnetzbetreiber hinaus. Beispielsweise verwenden die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für das erste Stützjahr 3 Szenarien sowie für das zweite Stützjahr ein Szenario.
- » **Marktsimulationstool** – Swissgrid verwendet das Tool «PowrSym». Dieses wird u.a. auch von TenneT verwendet und wurde seitens ENTSO-E für den TYNDP 2012 und 2014 genutzt. Auch im TYNDP 2016 wird es neben anderen Werkzeugen wieder zum Einsatz kommen.
- » **Netzsimulationstool** – Swissgrid verwendet als Planungstool ISPEN/IPFA. Dieses Tool kommt nur bei Swissgrid zur Anwendung und ermöglicht es Swissgrid als einzige europäische Übertragungsnetzbetreiberin, alle Stunden des Jahres mit einem Wechselstrom-Modell und n-1-Ausfällen zu rechnen. Der Einsatz dieses Planungstools hat auch dazu geführt, dass Swissgrid bei ENTSO-E eine wichtige Rolle im Zusammenhang mit Netzsimulationen innehat.
- » **Multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse** – Swissgrid ist neben Fingrid in Finnland und Energinet.DK in Dänemark sowie ENTSO-E in ihrem Ten Year Network Development Plan (TYNDP)⁷ einer der ersten Übertragungsnetzbetreiber, der eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse für alle geplanten Projekte durchführt und die Ergebnisse dieser Analyse im Detail publiziert. Andere Netzbetreiber, wie beispielsweise RTE in Frankreich, APG in Österreich sowie die deutschen TSO (TenneT DE, Amprion, 50-Hertz, TransnetBW) verzichten bislang auf eine Quantifizierung der Kosten/Nutzen von Netzprojekten aus volkswirtschaftlicher Perspektive. Bei der Beurteilung der Projekte berücksichtigen sie stattdessen teilweise qualitative Kriterien, wie beispielsweise Security of Supply⁸ bzw. eingesparte Redispatch⁹ Mengen.

⁷ ENTSO-E weist den volkswirtschaftlichen Nutzen und die Kosten jeweils separat aus und vergleicht diese nicht explizit miteinander.

⁸ Mit Security of Supply ist die vertikale Versorgungssicherheit gemeint.

⁹ Zur Definition von Redispatch siehe Kapitel 2.2.3.

1.5. Aufbau des Berichts

Der vorliegende Bericht ist wie folgt gegliedert:

- » **Kapitel 2** stellt die gegenwärtige Netzbelastungssituation dar und zeigt auf, an welcher Stelle es im Schweizer Höchstspannungsnetz aktuell zu strukturellen Engpässen kommt.
- » Das Vorgehen zur Ableitung der zukünftigen Netzbelastungssituation sowie die Bewertungskriterien zur Evaluierung der daraus abgeleiteten notwendigen Netzerweiterungen werden in **Kapitel 3** präsentiert.
- » Die zukünftige Netzbelastungssituation basiert auf verschiedenen Szenarienannahmen, welche die Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung der planerischen Rahmenbedingungen abbilden. **Kapitel 4** widmet sich der detaillierten Darstellung der in den Szenarien getroffenen Annahmen.
- » Die sich aus der Marktsimulation ergebenden Kraftwerkseinsätze, der Energieaustausch mit Schweizer Nachbarländern und die Grenzkosten der Stromproduktion werden in **Kapitel 5.1 und 5.2** getrennt für die Modelljahre 2025 und 2035 beschrieben.
- » Basierend auf den Ergebnissen der Marktsimulation werden die Anforderungen an das zukünftige Netz abgeleitet und ein nach dem NOVA-Prinzip erstelltes Netz präsentiert. Das Vorgehen und die Ergebnisse dieses Prozesses sind in den **Kapiteln 5.3 und 5.4** enthalten.
- » Die Methodik der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse wird in **Kapitel 6** eingeführt. Dabei werden auch die gewählten Parameter und Annahmen transparent dargestellt, die im Rahmen der Analyse zum Einsatz kamen.
- » Die mithilfe der technischen Netzanalysen identifizierten Netzmassnahmen werden in **Kapitel 7** hinsichtlich verschiedener ökonomischer, technischer und sozialer Kriterien bewertet.
- » Auf Grundlage dieser Bewertung bestimmt sich das in **Kapitel 8** präsentierte und begründete «Strategische Netz 2025».
- » In **Kapitel 9** werden daraus abgeleitet die erforderlichen Investitionsbedarfe für die Netzerweiterung sowie den Netzerhalt im Zeitraum 2015 – 2025 dargestellt. Dabei wird unterschieden in laufende Projekte (die zumeist sowohl Netzerhaltungs- als auch Netzerweiterungsmassnahmen umfassen) sowie in zusätzlich geplante Netzerweiterungen sowie Netzerhaltungsmassnahmen bis 2025.

2. Netzsituation heute

► **In Kürze:**

Trotz des stark verzögerten Infrastrukturausbaus betreibt Swissgrid in enger Kooperation mit den Schweizer Verteilnetzbetreibern und den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern das Schweizer Übertragungsnetz seit mehreren Jahren sicher und weitestgehend unterbrechungsfrei.

Dies erfordert einen hohen Einsatz aufseiten Netzplanung und -betrieb, da das Netz immer wieder «am Anschlag» ist – insbesondere in typischen Belastungssituationen bei hoher Speicherproduktion und Exporten in den Sommermonaten (Alpenraum) und in Zeiten mit hohen Importen aus dem DACH (Frankreich, Deutschland, Österreich) im Mittelland, dem Raum Genf und der Nordostschweiz.

Wichtige Treiber für die bestehenden Engpasssituationen sind die punktuelle Einspeisung aus Grosskraftwerken sowie internationale Stromflüsse durch die Schweiz. Eine regional verteilte Erhöhung der Stromnachfrage ist aus Netzsicht eher unkritisch.

Ausgangspunkt für die Planung des «Strategischen Netzes 2025» ist die heutige Netzsituation. Diese ergibt sich aus der Analyse der aktuellen Belastungen der Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren der Netzebene 1), den heute bekannten Betriebsmassnahmen sowie weiterer Sensitivitätsanalysen. Einleitend wird dem Abschnitt eine Darstellung des heutigen Ausbauzustandes des «Strategischen Netzes 2015» vorangestellt.

2.1. Ausbauzustand des «Strategischen Netzes 2015»

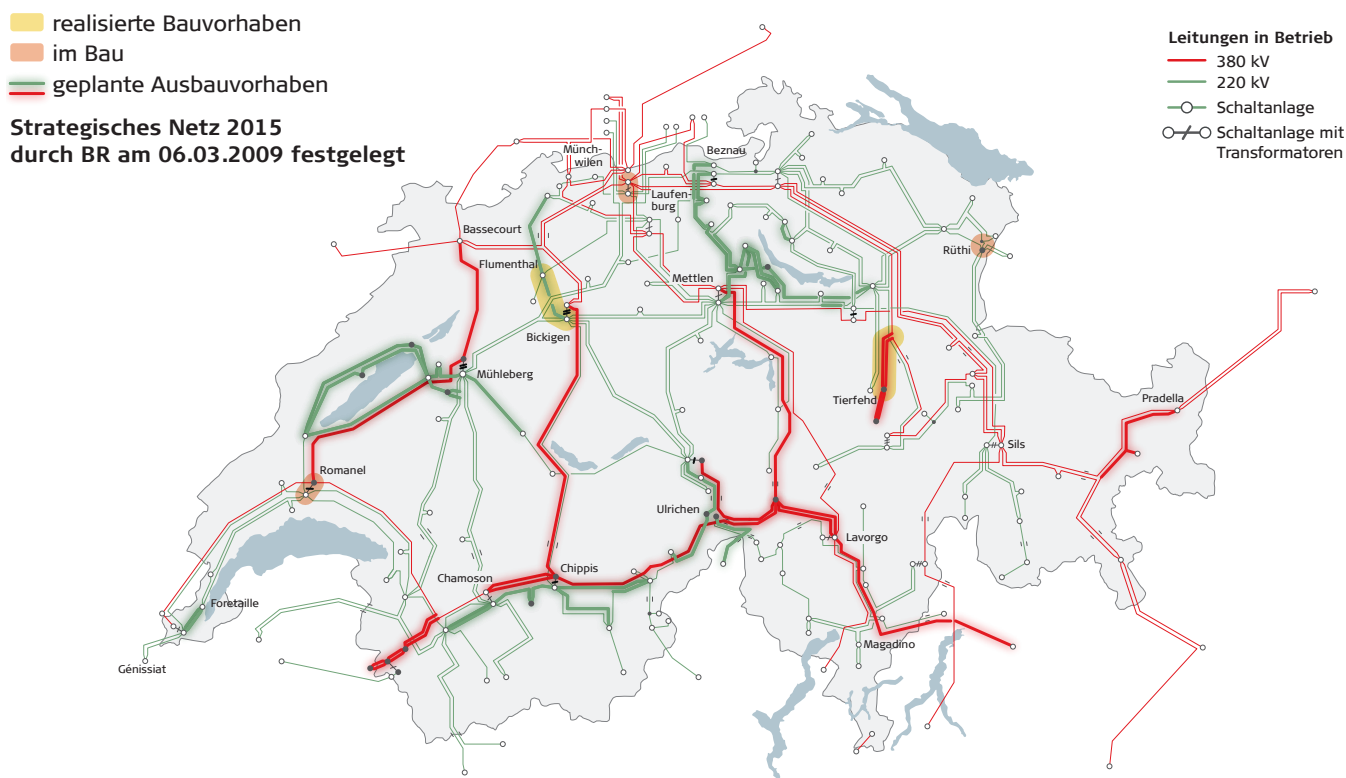


Abbildung 2.1: «Strategisches Netz 2015»

Der Bundesrat hat das «Strategische Netz 2015» im März 2009 in den Sachplan Übertragungsleitungen aufgenommen. Er umfasst alle Übertragungsleitungen und Anlagen, die zu diesem Zeitpunkt für die Versorgungssicherheit der Schweiz ab 2015 als notwendig betrachtet wurden. Dazu gehören Leitungen und Anlagen der Bahnstromversorgung (16,7-Hertz-Bereich) und der allgemeinen Stromversorgung (50-Hertz-Bereich). Die aufgenommenen Projekte beinhalten:

- » neu zu erstellende Leitungen, Unterwerke und Transformatoren;
- » Leitungen und Anlagen, die ausgebaut oder ersetzt werden müssen; sowie
- » bestehende Leitungen.

Erarbeitet wurde das «Strategische Netz 2015» im Auftrag des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) von der Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit (AG LVS). In ihrem Anfang 2007 publizierten Schlussbericht¹ legte die AG LVS eine Liste mit insgesamt 67 Leitungsbauprojekten vor, die bis 2015 realisiert werden sollten, davon 39 Projekte im Bereich der allgemeinen Stromversorgung.

¹ Siehe Medienmitteilung vom 20. März 2007: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04481/index.html?lang=de&dossier_id=01192.

Ende 2014, d.h. mit Ablauf des gesetzten Zeitrahmens für die Realisierung des «Strategischen Netzes 2015», waren von den 39 vom Bundesrat beauftragten Projekten lediglich die folgenden drei Massnahmen realisiert:

- » 220-kV-Leitung zwischen Bickigen und Flumenthal;
- » Transformatorverschiebung von Bassecourt nach Bickigen, 1x 400-MVA-380/220-kV- und neuer 380/132-kV-400-MVA-Transformator in Bassecourt;
- » Einschlaufung der 380-kV-Leitung «Breite – Tavanasa» in Tierfehd zur Anbindung des Pumpspeicherkraftwerks Linth Limmern (KLL).

Ein wesentlicher Grund für die sehr geringe Realisierungsquote sind die komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren, die in den vergangenen Jahren immer wieder dazu geführt haben, dass wichtige Projekte stark verzögert oder sogar komplett neu aufgesetzt werden mussten. Auch aufseiten der Projektanten und der involvierten Behörden kam es teilweise zu Prozessverzögerungen.

2.2. Netzbelastungssituation

Trotz des oben dargestellten stark verzögerten Infrastrukturausbaus ist es Swissgrid in enger Kooperation mit den Schweizer Verteilnetzbetreibern und den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern in den vergangenen Jahren gelungen, das Schweizer Übertragungsnetz sicher und weitestgehend unterbrechungsfrei zu betreiben. Basierend auf diesen Erfahrungswerten und den Betriebsdaten der vergangenen Jahre werden im Folgenden die Netzengpässe im Schweizer Übertragungsnetz sowie die notwendigen Eingriffe seitens Swissgrid dargestellt.

2.2.1. Identifikation von Netzengpässen im operativen Betrieb

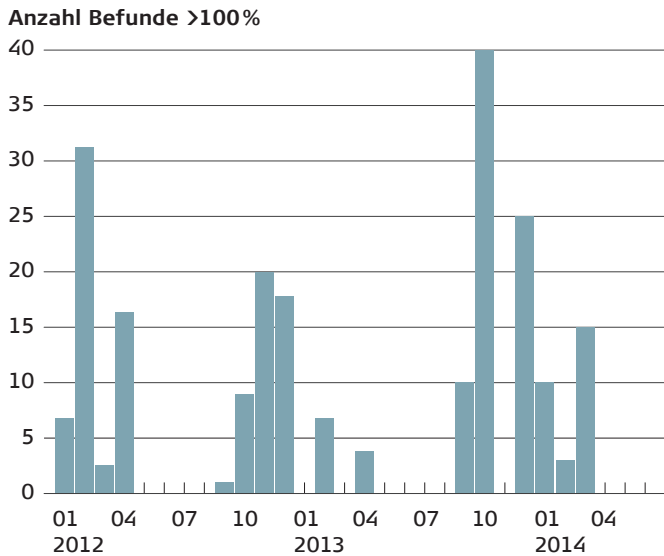
Im operativen Netzbetrieb wird die Netzsicherheit im Übertragungsnetz anhand der n-1-Belastung des Netzes alle 5 Minuten berechnet. Die dargestellten n-1-Belastungen sind jeweils nach Ergreifung von topologischen Massnahmen. In 2.2.2 wird aufgezeigt, welche Massnahmen Swissgrid ergreift, um diese Belastungen betriebstechnisch zu beherrschen. Auf Basis einer Zustandsschätzung (sog. State Estimation) wird der sukzessive Ausfall jedes Netzelements² simuliert. Wird ein Netzelement beim Ausfall einer Leitung oder eines Transformators mit mehr als 100% des permanent zulässigen Stromwertes belastet, spricht man von einem Netzengpass.

Für die Netzplanung unterscheidet Swissgrid zwischen «strukturellen» und «situativen» Engpässen:

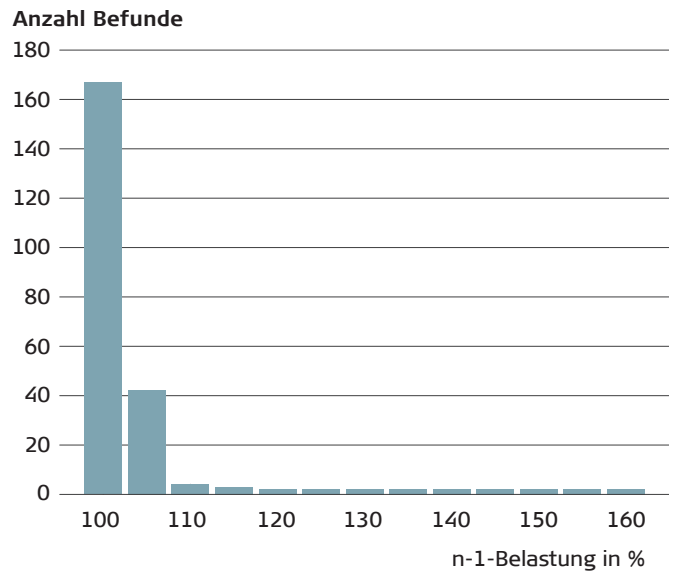
Strukturelle Engpässe – ob ein Engpass von struktureller Natur ist, hängt davon ab, ob er mit grosser Regelmässigkeit und Häufigkeit bereits im Normalbetrieb (keine geplanten Ausserbetriebnahmen) auftritt. Ein struktureller Engpass existiert folglich aufgrund einer ungenügenden Transportkapazität. Die folgende Darstellung zeigt am Beispiel des 600- MVA 380/220-kV-Transformators in Mettlen einen typischen strukturellen Netzengpass:

² Zu den betrachteten Netzelementen gehören alle Leitungen und Transformatoren im Übertragungsnetz der Schweiz und im grenznahen Ausland. Gemäss den europäischen Vorgaben, werden die Stromkreise (d.h. Stränge) und Transformatoren jeweils separat in der n-1 Rechnung betrachtet. Bei verdichteten Gebieten wird diese Betrachtung auf die n-1 Rechnung von Doppelleitungen und Unterwerken ausgeweitet.

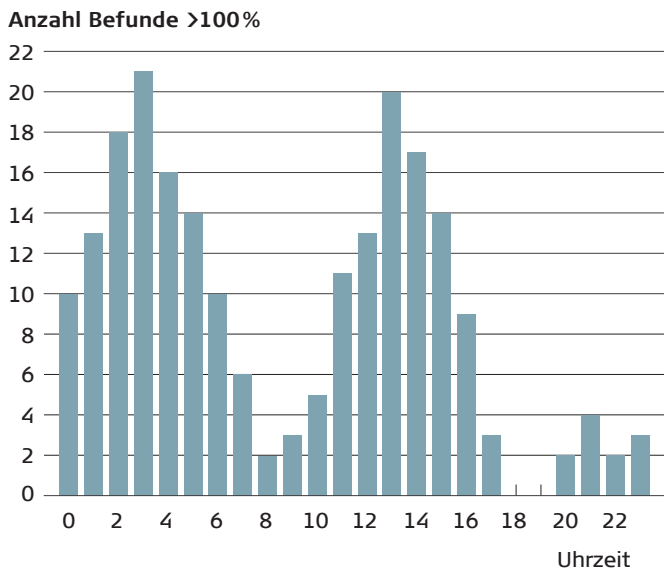
n-1-Überlastung für den Zeitraum Januar 2012 – Juni 2014



Histogramm der n-1-Überlastung nach Höhe der Überlastung



Stundenverlauf der n-1-Überlastungen



Wochenverlauf der n-1-Überlastung

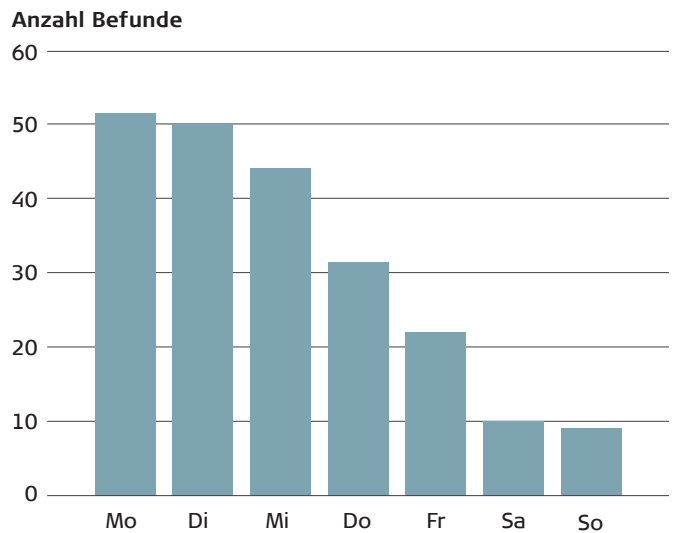


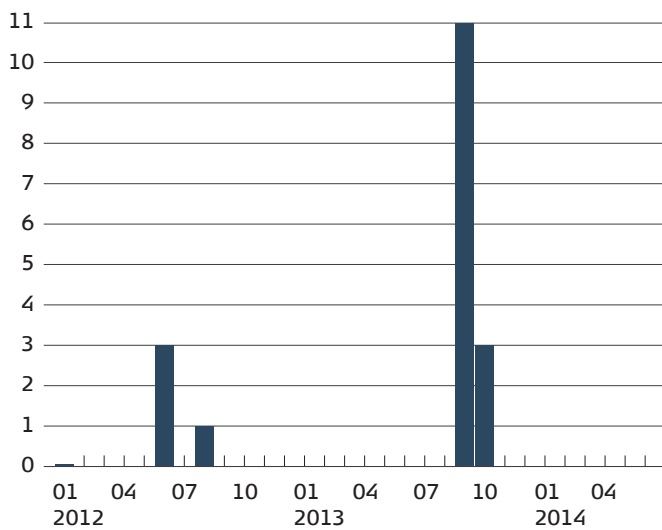
Abbildung 2.2: Auswertung des Netzengpasses «600-MVA 380-/220-kV-Transformator in Mettlen»

Die Überlastungen treten regelmässig und oft im Winter (Abbildung oben links) mit leichter Überlastung (Abbildung oben rechts) bei geringer Last und Pumpbetrieb auf. Eine Betrachtung des Tages-, Wochen- und Jahresverlaufs bestätigt, dass der Engpass strukturell bedingt ist. Die Engpässe treten tendenziell im Winter in den frühen Morgenstunden und am Nachmittag auf und ereignen sich eher unter der Woche als am Wochenende.

Situative Engpässe – Beim situativen Engpass treten die Überlastungen nicht systematisch, sondern nur bei einer ungewöhnlichen Produktionssituation in der Schweiz oder Europa auf, bzw. bei einer geplanten Netzschwächung (z.B. für den Netzunterhalt). Die folgende Darstellung zeigt am Beispiel des 600-MVA-380-/220-kV-Transformators in Sils einen typischen situativen Netzengpass:

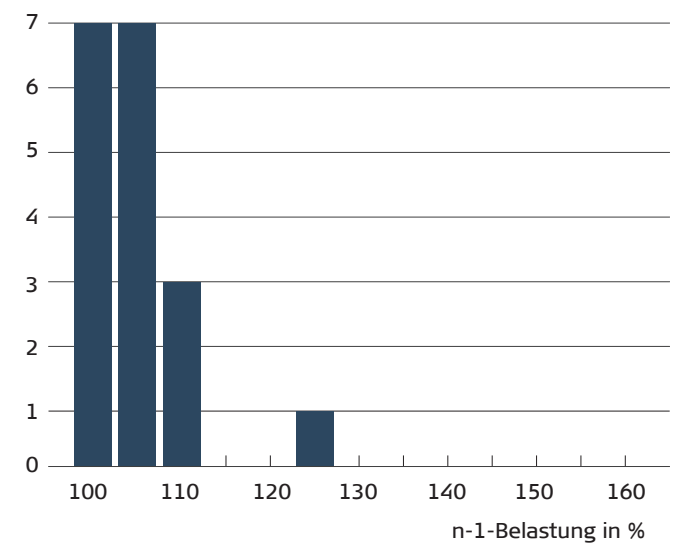
n-1-Überlastung für den Zeitraum Januar 2012 – Juni 2014

Anzahl Befunde >100%



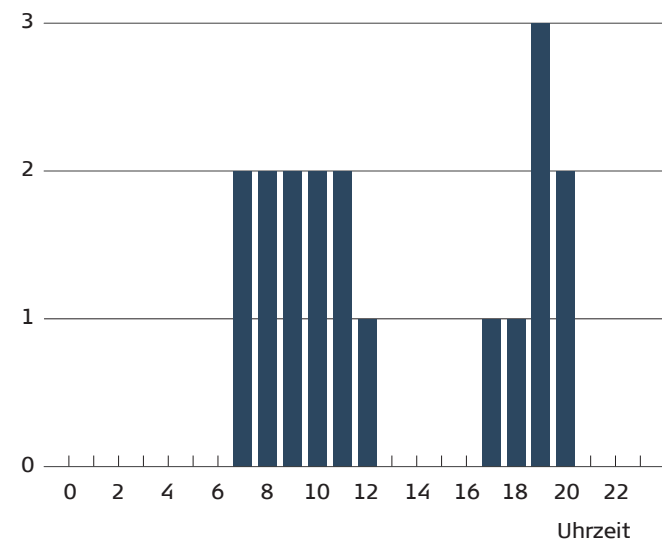
Histogramm der n-1-Überlastung nach Höhe der Überlastung

Anzahl Befunde



Stundenverlauf der n-1-Überlastungen

Anzahl Befunde >100%



Wochenverlauf der n-1-Überlastung

Anzahl Befunde

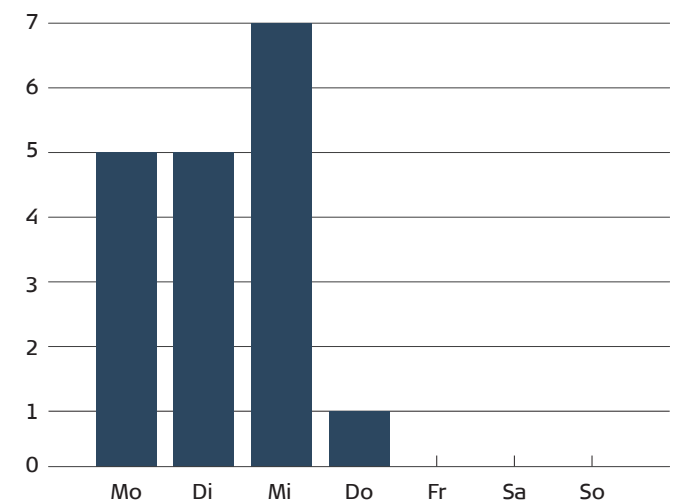


Abbildung 2.3: Auswertung des Netzengpasses «600-MVA-380-/220-kV-Transformator in Sils»

Die Überlastungen treten im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf ohne erkennbares Muster auf. Das Histogramm der Überlastungen (Abbildung oben rechts) zeigt, dass es in den letzten 30 Monaten nur zu 18 Überlastungen kam. Die meisten davon scheinen auf einem Ereignis im September 2013 zu basieren. Der Engpass tritt somit selten und unregelmässig auf.

2.2.2. Strukturelle Engpässe im Schweizer Netz

Für die Beurteilung der Netzbelastungssituation sind die strukturellen Engpässe relevant. Bei der Analyse der Engpässe berücksichtigt Swissgrid zusätzlich noch

- » die Engpass-Korrelationen, d.h., ob der Engpass durch Importe, Exporte oder durch lokale Kraftwerkseinspeisungen resp. Lasten hervorgerufen ist;
- » das Kaskadenpotenzial des Engpasses, d.h., ob der Ausfall dieses Netzelementes weitere Ausfälle verursacht oder durch das verbleibende Netz kompensiert werden kann;
- » die zeitliche Entwicklung des Engpasses, d.h., ob sich ein Trend bezüglich Engpasshäufigkeit abzeichnet.

Swissgrid hat die Netzbelastung über 30 Monate auf Basis der Daten vom 1. Januar 2012 bis 30. Juni 2014 analysiert. Dabei wurden stündliche Worst-Case-n-1-Belastungen (Leitungen und Transformatoren) aus dem laufenden Netzbetrieb ausgewertet. Durch diese Analyse wurden 29 strukturelle Netzengpässe identifiziert.

In einem weiteren Schritt wurden unterschiedliche Lastflussanalysen (n-1, n-2³, n-k-Sammelschiene⁴ und n-k-Unterwerke⁵) auf Basis von zwei typischen Betriebsituationen aus dem laufenden Netzbetrieb (Import und Export) durchgeführt. Durch diese Netzmodellierung wurden die 29 strukturellen Engpässe aus dem laufenden Netzbetrieb bestätigt sowie zusätzlich 18 «versteckte» strukturelle Engpässe identifiziert, welche aufgrund von präventiven Massnahmen im Engpassmanagement beherrscht wurden und dadurch in der Analyse der historischen Netzbelastung nicht ersichtlich waren. Zu diesen präventiven Massnahmen gehören etwa die Einschränkung des grenzüberschreitenden Handels im Sinne einer ex-ante-Anpassung der verfügbaren Netzkapazitäten. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2.4 dargestellt.

3 n-2-Ausfall: Kombination des gefährlichsten Doppelausfalls (d.h. gleichzeitig auftretenden Ausfalls) von Leitung bzw. Transformatoren.
 4 n-k-Sammelschiene: sukzessive Ausfallsimulation sämtlicher Sammelschienen in der Schweiz.
 5 n-k-Unterwerke: sukzessive Ausfallsimulation sämtlicher Unterwerke; bei Unterwerken mit 2 Spannungsebenen werden beide Ebenen gleichzeitig ausgeschaltet.

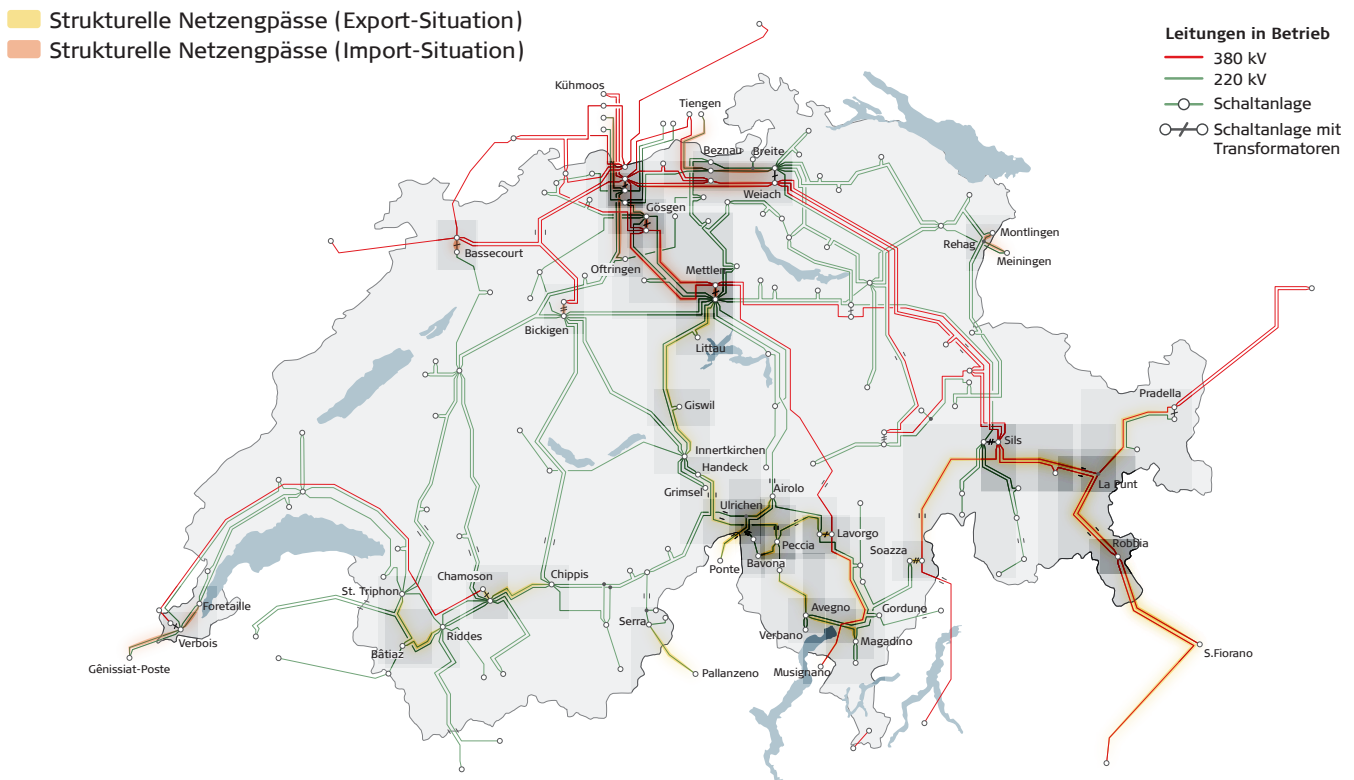


Abbildung 2.4: Strukturelle Netzengpässe

2.2.2.1. Regionale Verteilung der Engpässe und Häufigkeit der Engpass-Situationen

Die regionale Verteilung der strukturellen Engpässe zeigt zwei typische Situationen auf:

- » Netzengpässe im gesamten Alpenraum bei hoher Speicherproduktion (Exportsituation) während der Sommermonate;
- » Netzengpässe im Mittelland, im Raum Genf und der Nordostschweiz bei hohem Import aus dem Norden (Frankreich, Deutschland und Österreich).

Die Analyse der möglichen Kaskadeneffekte eines n-1-Ausfalls zeigt, dass insbesondere Ausfälle von 380-kV-Leitungen solche Kaskadeneffekte auslösen können (siehe Abbildung 2.5), da sie im Vergleich zu 220-kV-Leitungen mehr als doppelt so viel Leistung transportieren. Dadurch hat ihr Ausfall eine entsprechend grössere Auswirkung auf das verbleibende Netz.

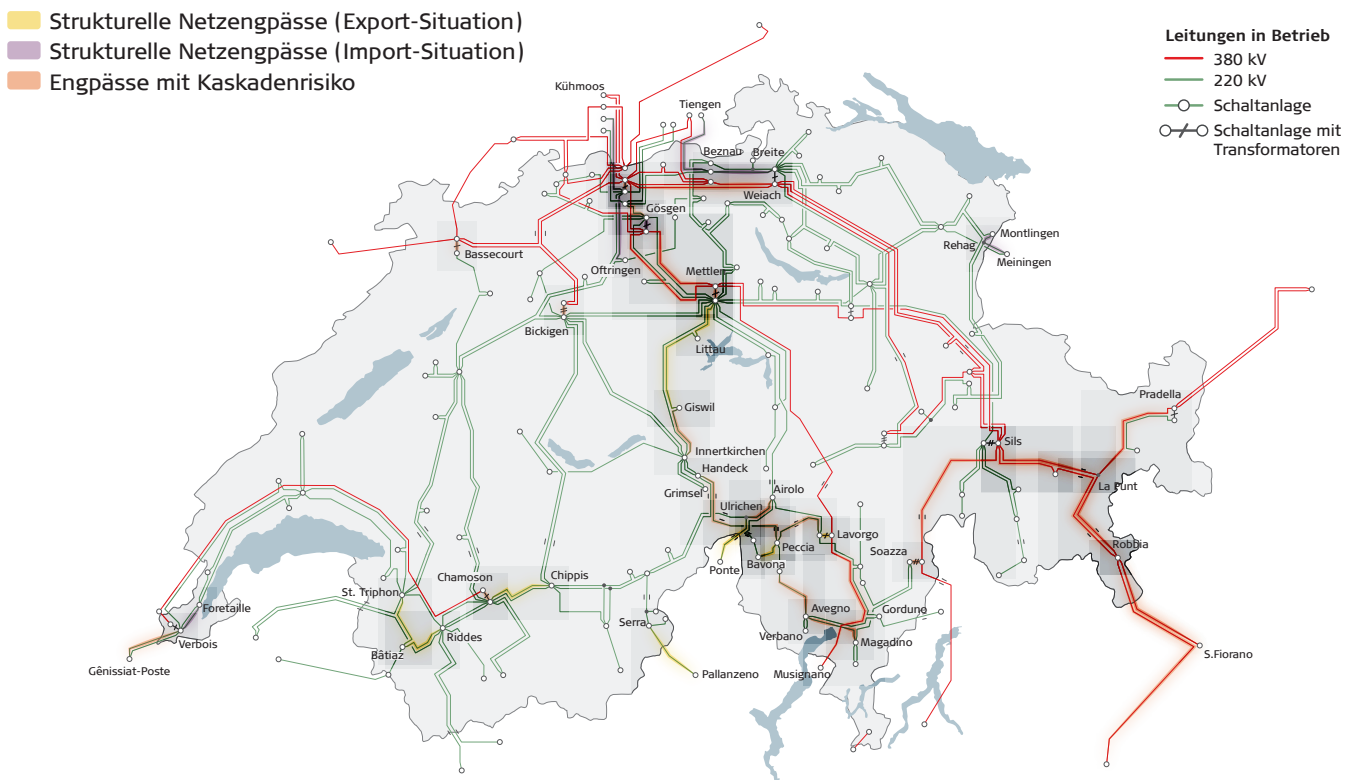


Abbildung 2.5: Engpässe eingeteilt nach ihrem potenziellen Kaskadeneffekt

Die Belastungshäufigkeit während der untersuchten Zeitperiode vom 1. Januar 2012 bis 30. Juni 2014 zeigt keinen allgemeinen Trend auf. Dies hängt auch damit zusammen, dass in den letzten 30 Monaten nur die Investitionen in die Transformatoren in Bassecourt und Bickigen realisiert werden konnten.

2.2.2.2. Sensitivitätsrechnungen zu Engpässen im heutigen Netz

Swissgrid hat zusätzlich für die zwei betrachteten kritischen Belastungssituationen Sensitivitätsrechnungen für Last, Produktion und Transit durchgeführt. Die wesentlichen Ergebnisse dieser Berechnungen sind:

- » **Sensitivität Last** – Eine Lasterhöhung von 1 GW proportional zur Ist-Last (die Spitzennachfrage in der Schweiz beträgt heute rund 10 GW) führt in den Ballungsregionen Basel, Genf und Zürich zu einer Belasterhöhung von max. 10% höheren n-1-Belastungen bei den strukturellen Netzengpässen.
- » **Sensitivität Produktion** – Eine Produktionserhöhung von 1 GW (proportional verteilt auf bestehende Kraftwerkskapazitäten) führt auf den 220-kV-Leitungen zu max. 20% höheren n-1-Belastungen bei den strukturellen Netzengpässen im Alpenraum.
- » **Sensitivität Transit** – Eine Nord-Süd Transiterhöhung von 1 GW (die heutige Transportkapazität nach Italien beträgt rund 4 bis 5 GW) führt auf den beiden 380-kV-Nord-Süd-Achsen zu max. 20% höheren n-1-Belastungen bei den strukturellen Netzengpässen.

Da sich die Lasterhöhung weiträumig auf die Mehrheit der Unterwerke in der Schweiz verteilt und jährlich maximal um 1 – 2% zunimmt, hat die Lastentwicklung auf die Netzauslastung im Übertragungsnetz nur eine marginale Bedeutung. Dagegen führt die Produktionsentwicklung insbesondere bei Grosskraftwerken > 400 MW je nach Netzkapazität beim Anschlusspunkt zu einer erheblichen Mehrbelastung. Dasselbe gilt bei einer Zunahme des Transits durch die Schweiz, welcher über die beiden 380-kV-Nord-Süd-Achsen läuft.

2.2.3. Instrumente zum Engpassmanagement

Wie jeder Übertragungsnetzbetreiber hat Swissgrid Instrumente an der Hand, um solche Engpasssituationen zu beherrschen. Die Instrumente des Engpassmanagements werden in kurative und präventive Methoden unterschieden, die in den Kapiteln 2.2.3.1 ff. ausgeführt werden:

- » **Kurative Massnahmen** setzen ein, nachdem die Marktteilnehmer über ihre Fahrpläne und damit die Ein- und Ausspeisungen entschieden haben, sowie bei einem ungeplanten Ausfall, der zu einer notwendigen Massnahme führt. Zu den von Swissgrid verwandten Ad-hoc-Massnahmen gehören:
 - » Topologische Massnahmen;
 - » Direkte Eingriffe in die nationale Produktion (sog. nationaler Redispatch).
- » **Präventive Massnahmen** setzen dagegen den Marktteilnehmern den Anreiz, ihre Fahrpläne schon vor der Nominierung so anzupassen, dass die erwartete Entstehung eines Engpasses verhindert wird. Sie kommen zudem bei betrieblichen Netzengpässen zur Anwendung, die man bereits präventiv entschärfen muss. Zu den von Swissgrid verwandten Massnahmen gehören sowohl geplante als auch Ad-Hoc Instrumente:
 - » Net Transfer Capacity (NTC)-Festlegung⁶;
 - » Topologische Massnahmen;
 - » Direkte Eingriffe in die nationale Produktion (sog. Redispatch⁷).

⁶ Die NTC-Festlegung erfolgt mit verschiedenen Fristigkeiten (jährliche, monatliche oder tägliche (D-2) Festlegungen).

⁷ In einem Redispatchfall greift der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerkeinsatz ein und weist einzelne Erzeugungseinheiten an, die Produktion hoch- bzw. zurückzufahren. Dies erfolgt unter festgelegten Regeln und in Absprache zwischen den betroffenen Parteien, welche finanziell entschädigt werden (Entschädigungszahlungen).

Abbildung 2.6 zeigt, wo welche Massnahmen eingesetzt werden, um die strukturellen Netzengpässe zu entschärfen.

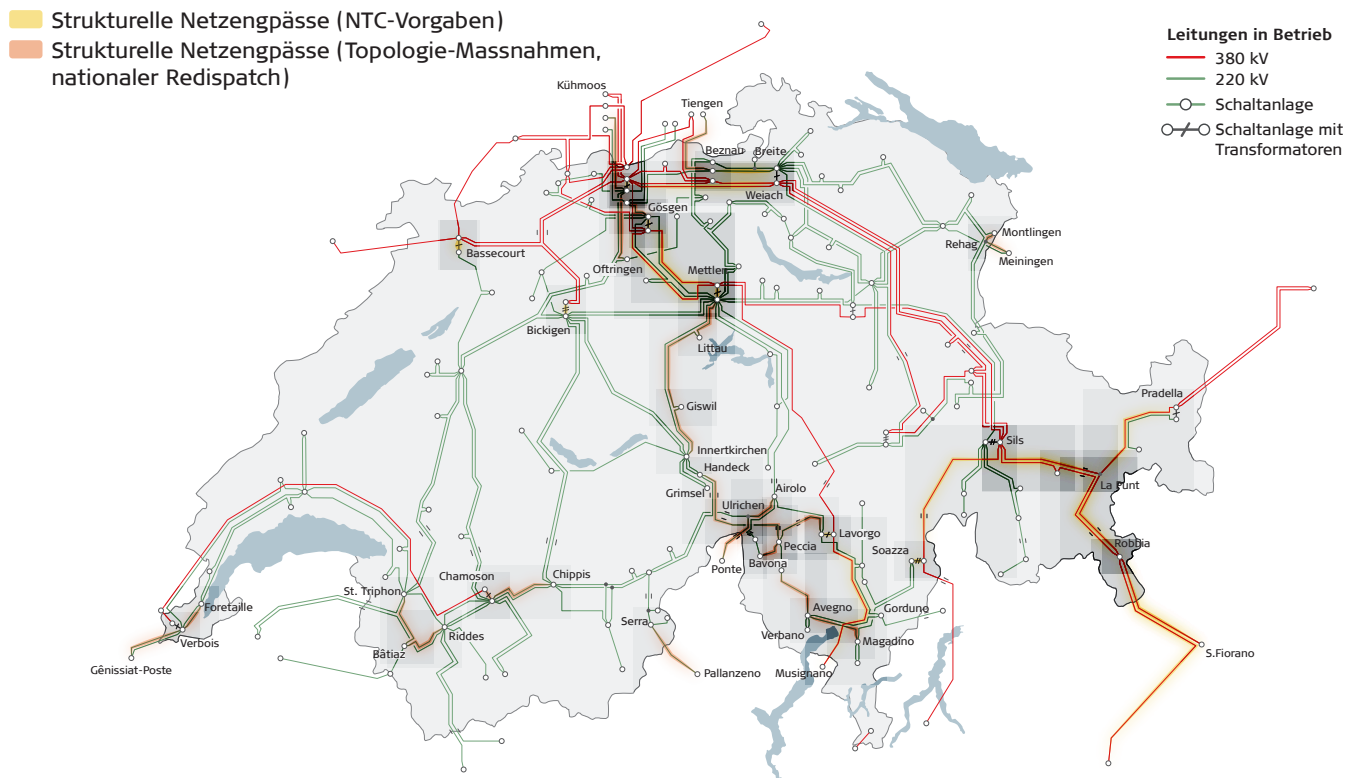


Abbildung 2.6: Strukturelle Engpässe und die dafür notwendigen Massnahmen

Die Instrumente zum Engpassmanagement und ihre Wirkung werden in den nachfolgenden Unterkapiteln detaillierter beschrieben.

2.2.3.1. NTC-Festlegung (Jahr, Monat und zwei Tage im Voraus)

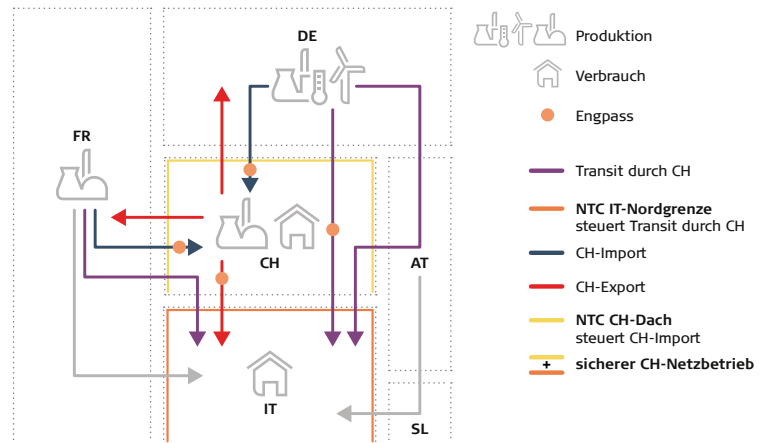


Abbildung 2.7: Präventives Engpassmanagement durch NTC Festlegung

Mit der NTC-Festlegung wird die Schweizer Belastungssituation präventiv und vorausschauend jährlich, monatlich und zwei Tage im Voraus geplant. Diese Planung erfolgt ganzjährig an allen Schweizer Grenzen jeweils in enger Koordination mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern:

- » **Präventive Festlegung der Importkapazität aus dem Norden** (d.h. der NTC aus Frankreich, Deutschland und Österreich in die Schweiz): Vorwiegend im Winterhalbjahr bei geringer Schweizer Produktion (und Pumpbetrieb) und hohem Importbedarf in Italien kommt es zu einer vollen Nutzung der festgelegten NTC-Importkapazität.
- » **Präventive Einschränkung der Übertragungskapazität (NTC) nach Italien** durch die Schweiz, Frankreich, Österreich und Slowenien: Durch diese Massnahmen werden insbesondere die strukturellen 380-kV-Leitungsengpässe im Schweizer Übertragungsnetz gesteuert⁸. Sollte es trotzdem im laufenden Netzbetrieb zu einer Netzüberlastung kommen, wird der Export nach Italien reduziert. Dies erfolgt über einen abgestimmten internationalen Redispatch.

2.2.3.2. Topologische Massnahmen (ein Tag im Voraus bzw. ad-hoc)

Topologische Massnahmen beinhalten Änderungen der Transformatorenstufungen und der Sammelschienenkonfiguration ebenso wie Ausserbetriebnahmen von Leitungen. Sie erlauben zu einem gewissen Mass die Steuerung der Lastflüsse und damit die Vermeidung oder Reduktion von Netzengpässen. Dabei kommt es aber zwangsläufig zu Belastungserhöhungen in anderen Netzteilen mit Auswirkungen auf das Verteilnetz. Es entsteht eine insgesamt betriebserschwerende Netzsituation, da der Vermaschungsgrad reduziert wird. Dies gilt insbesondere bei einer Sammelschientrennung. Mit topologischen Massnahmen können daher hauptsächlich strukturelle Netzengpässe der 220-kV-Spannungsebene entschärft werden.

2.2.3.3. Direkte Eingriffe in die nationale Produktion (ad-hoc)

Nicht alle Ereignisse im Netzbetrieb können im Voraus erkannt werden. Prognoseabweichungen und Störungen (z.B. Blitzschläge in Leitungen, Lawinenabgänge) können dazu führen, dass die tatsächliche Situation vom geplanten Netzbetrieb abweicht. Swissgrid muss dann in letzter Konsequenz direkt in den Echtzeit-Betrieb der Kraftwerke eingreifen, um die Stromflüsse im Netz anforderungsgerecht zu gestalten. Auch mit dem nationalen Redispatch können hauptsächlich die strukturellen Netzengpässe der 220-kV-Spannungsebene entschärft werden. Im Jahr 2013 musste 13 Mal auf diese Weise in die Produktion eingegriffen werden, mit Verschiebung einer Energiemenge von insgesamt 5 GWh. Die dafür anfallenden direkten Kosten (Entschädigungszahlungen) betragen 107 Tsd.⁹ EUR.

⁹ Swissgrid geht davon aus, dass in Zukunft eher mit einem Anstieg der Redispatch-Kosten zu rechnen ist.

2.3. Schlussfolgerungen für die Netzplanung

Die Engpassanalyse identifiziert im bestehenden Swissgrid Netz 47 strukturelle Netzengpässe in typischen Exportsituationen im Sommer und Importsituationen im Winter, die aktuell durch unterschiedliche Instrumente des Engpassmanagements beherrscht werden.

Da im betrachteten Zeitraum vom 1. Januar 2012 bis 30. Juni 2014 keine Leitungsprojekte realisiert wurden, gab es keine signifikante Belastungsänderung der strukturellen Engpässe, ausgenommen der Belastungsreduktionen der 380-/220-kV-Transformatoren in Bassecourt und Bickigen. Betriebliche Belastungsschwankungen können durch den jeweiligen Schweizer Kraftwerkeinsatz und den grenzüberschreitenden Energiehandel erklärt werden.

Die weitere Entwicklung der Netzbelastung hängt von den künftigen Lastflüssen ab, die vor allem von folgenden Faktoren beeinflusst werden:

- » Änderungen des nationalen Kraftwerkparcs, insbesondere durch den Zubau neuer Grosskraftwerke;
- » Entwicklung des europäischen Kraftwerkparcs und der Stromnachfrage (national und international).

Diese Entwicklungen können trotz der bestehenden und ggf. weiterentwickelten Methoden des Engpassmanagements eine zusätzliche Netzerweiterung notwendig machen, um den sicheren Netzbetrieb aufrechtzuerhalten.

Im Folgenden wird der methodische Ansatz für eine solche Analyse des Netzerweiterungsbedarfs beschrieben und das «Strategische Netz 2025» hergeleitet, das die zukünftige Versorgungsaufgabe ohne signifikante strukturelle Engpässe erfüllen kann.

3. Methodischer Ansatz

der Netzerweiterungsplanung

► **In Kürze:**

Das «Strategische Netz 2025» muss die heute noch unbekannte Versorgungsaufgabe im Jahr 2025 erfüllen.

Um nicht von der Realität und den langen Genehmigungsdauern überrascht zu werden, werden unterschiedliche Szenarien für die Entwicklung des Schweizer Stromsystems (d.h., Kraftwerke, internationale Stromflüsse) simuliert, um das heutige Netz auf seine Zukunftseignung zu testen.

Die sich als technisch notwendig ergebenden Netzerweiterungen werden anhand von ökonomischen, technischen und sozialen Kriterien bewertet, bevor sie in das «Strategische Netz 2025» aufgenommen werden.

Falls Netzerweiterungen notwendig und/oder aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft ökonomisch sinnvoll sind, werden diese mithilfe des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) so landschaftschonend wie möglich umgesetzt.

In diesem Kapitel werden die Planungsgrundsätze und das methodische Vorgehen bei der Ermittlung des Netzerweiterungsbedarfs dargestellt.

3.1. Grundsatz der Netzplanung – das NOVA-Prinzip

Die wichtigsten Planungsgrundsätze sind der «n-1-sichere» Betrieb des Netzes sowie das bereits in Kapitel 1 erwähnte NOVA-Prinzip, das darauf abzielt, die Umwelt- und Landschaftseinflüsse der Netzplanung so gering wie möglich zu halten.

Zur Kategorie der **Netzoptimierung** zählen Massnahmen, die keine Änderung des Mastbildes zur Folge haben und von aussen nicht wahrgenommen werden können:

- » Eliminierung von Engpässen in Unterwerken;
- » Bau von Netz-Provisorien;
- » Bau von Transformatoren (mit oder ohne Längs- oder Querregelung) und von FACTS¹;
- » Bau von Blindleistungskompensationsanlagen;
- » Austausch von Transformatoren zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit und Leistungsgrösse;
- » Ertüchtigung von Schaltanlagen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit und Stromtragfähigkeit;
- » Umstellung von 220 auf 380 kV auf dafür dimensionierten und zugelassenen Leitungen;
- » temperaturabhängiger Betrieb² der Leitungen.

Unter **Netzverstärkungsmassnahmen** fallen Massnahmen, die eine Änderung des Mastbildes zur Folge haben und von aussen wahrgenommen werden können, jedoch keine neue Leitungstrasse erfordern:

- » Nutzung von freien Gestängeplätzen;
- » Umbeseilung auf Leiterseile mit höherer Übertragungsfähigkeit mit eventueller Erhöhung der Bodenabstände;
- » Austausch von Leitungen (Leistungsgrösse);
- » Ausbau von Schaltanlagen;
- » Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen;
- » Umbau einer Leitung (z.B. eine Erhöhung der Spannung von 220 auf 380 kV).

Reichen die Netzoptimierung und die Netzverstärkung nicht aus, kommt ein **Netzausbau** zum Einsatz. Zu diesem gehören:

- » Neubau von Leitungen auf einer neuen Trasse;
- » Neubau von Schaltanlagen.

Ein Ausbau des Stromnetzes wird nur realisiert, wenn Netzoptimierung und Netzverstärkung absehbar keine nachhaltige Lösung für die Gewährleistung eines sicheren und leistungsfähigen Stromnetzes darstellen. Die Einhaltung des NOVA-Prinzips stellt somit eine optimale Nutzung der bestehenden Infrastruktur und einen möglichst haushälterischen Umgang mit Raum, Boden und finanziellen Mitteln sicher. Ziel ist, nur so viele Netzanlagen wie unbedingt notwendig zu errichten und zu betreiben.

¹ FACTS steht für Flexible Alternating Current Transmission System.

² Beim temperaturabhängigen Betrieb wird bei niedrigen Aussentemperaturen eine erhöhte Übertragungsfähigkeit zugelassen.

3.2. Übersicht – Vorgehen bei der Netzplanung

Auf Basis des NOVA-Prinzips erfolgt die nachfolgend beschriebene strategische Netzplanung. Die einzelnen Schritte, die dabei durchlaufen werden, sind in Abbildung 3.1 dargestellt.

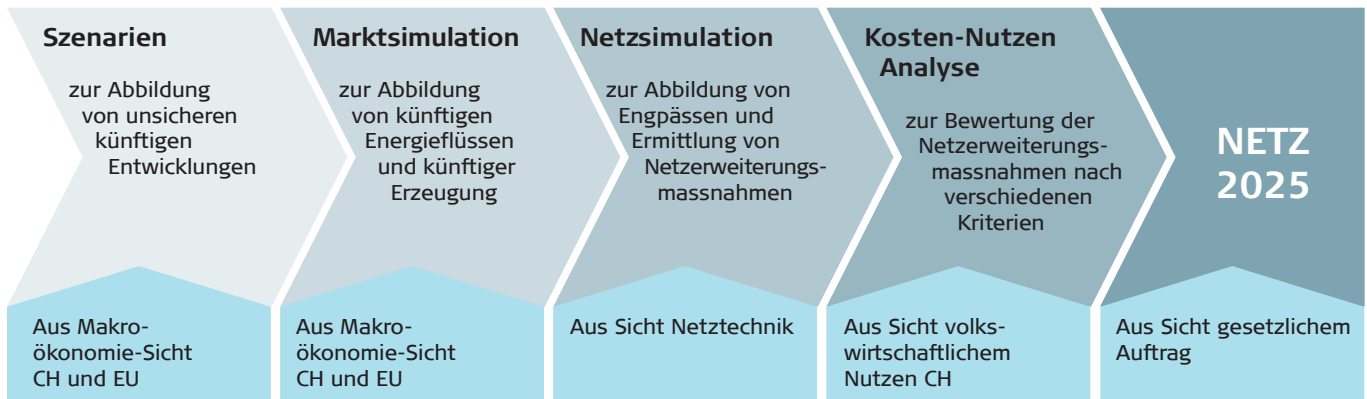


Abbildung 3.1: Methodischer Ansatz der Netzplanung

3.3. Szenarien zur zukünftigen Versorgungsaufgabe

Eine Netzinfrastruktur ist immer langfristig geplant und ausgelegt. Mittels Szenariotechnik werden Analysen und Planungen zukünftiger Entwicklungen unter Einbeziehung von Unsicherheiten bezüglich verschiedener Einflussfaktoren vorgenommen. Dabei werden unterschiedliche Ausprägungsvarianten von Parametern bzw. Entwicklungspfaden betrachtet. Ein Szenario im Rahmen der Netzplanung ist somit die Beschreibung der Entwicklung eines in sich konsistenten Systemgesamtzustands in der Zukunft. Der Begriff «Szenario» ist nicht als Prognose oder Vorhersage der Zukunft zu verstehen, sondern als Planungsinstrument, auf dessen Basis ein unter verschiedensten Bedingungen robustes Netz geschaffen werden kann. Ziel ist es, wertfrei den erwarteten Zukunftsraum (sog. «Szenariotrichter») so umfassend wie möglich abzudecken, sodass die Szenarien

- » die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen abbilden (insbesondere auch die «Ränder» möglicher Zukunftsentwicklungen) und ausreichend voneinander verschieden sind;
- » die netztechnisch relevanten Treiber abbilden;
- » mit Szenarien und Ansätzen nationaler und internationaler Expertenquellen vereinbar sind.

Dadurch kann die Netzplanung beispielsweise auch gesamtwirtschaftliche Aspekte auf nationaler und europäischer Ebene mit berücksichtigen.

Für die Herleitung des «Strategischen Netzes 2025» hat Swissgrid einen Szenariotrichter entwickelt, der aus zwei Kernszenarien («Slow Progress» und «On Track») für die Jahre 2025 und 2035 sowie zwei zusätzlichen Randszenarien für das Jahr 2035 besteht. Details hierzu werden in Kapitel 4 ausführlich dargestellt³.

Swissgrid greift für ihre jeweiligen Szenarioannahmen so weit als möglich auf offizielle Expertenquellen zu, wie etwa die Netzszenarien des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für Europa sowie die BFE-Szenarien aus der Energiestrategie 2050. Die Szenariotechnik wird nicht nur von ENTSO-E, sondern auch von den meisten Übertragungsnetzbetreibern (z.B. Deutschland, Österreich, Frankreich) als Analyseinstrument zur Erstellung ihrer langfristigen Netzentwicklungspläne verwendet.

³ Die Logik des durch Swissgrid gewählten Szenariotrichters basiert auf dem Grundsatz, dass die Unsicherheiten bei den für die Netzplanung relevanten energiewirtschaftlichen Parametern über die Jahre zunehmen.

3.4. Marktsimulation

Die unterschiedlichen Szenarien bilden die Grundlage für die Simulation des zukünftigen Strommarktes. Die Szenarien selber zeigen die installierten Kraftwerkskapazitäten auf, nicht aber, wann und wo die entsprechenden Kraftwerke auch tatsächlich Energie produzieren. Das Ziel der Marktsimulation ist es, für jede Stunde im Modelljahr die Produktion der Kraftwerke zur Deckung des jeweiligen Verbrauchs abzuschätzen. Die wesentlichen Ergebnisse der Marktsimulation bieten somit Einblick in:

- » den kostenminimalen stündlichen Kraftwerkseinsatz in der Schweiz und dem europäischen Ausland zur Deckung der Nachfrage;
- » den resultierenden stündlichen grenzüberschreitenden Energieaustausch zwischen der Schweiz und den unmittelbaren Nachbarländern sowie für das gesamte europäische Ausland;
- » die stündlichen Strompreise für die Schweiz und das Ausland.

Für die Marktsimulation wird ein fundamentales Optimierungsmodell des Strommarktes (PowrSym) verwendet. Zielfunktion ist die Minimierung der systemweiten Erzeugungskosten über das gesamte ENTSO-E-Gebiet. Das Modell unterstellt einen perfekten Markt, d.h., das Vorhandensein von Informationssymmetrie bei gleichzeitiger Abwesenheit von Missbrauch oder Marktmacht sowie anderen den Markt verzerrenden Faktoren. Diese systemgegebene Annahme resultiert in einer eher konservativen, den Erweiterungsbedarf unterbewertenden Netzplanung.

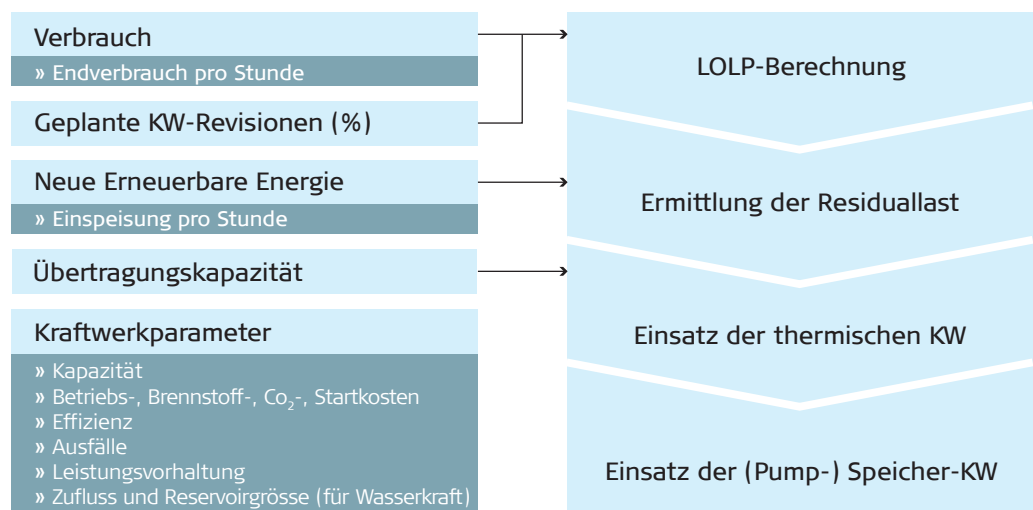


Abbildung 3.2: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym

Abbildung 3.2 zeigt schematisch die erforderlichen Eingangsgrößen und den Optimierungsprozess bei der Marktsimulation. Die Optimierung erfolgt auf Basis der kurzfristigen variablen Erzeugungskosten.

Der Ablauf ist dabei folgendermassen:

1. **Optimierung und Berechnung der Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs** (Loss of Load Probability, gekürzt LOLP) – die eingegebenen Zeiten für geplante Revisionen werden optimal auf den zur Verfügung stehenden Zeitraum (hier: das ganze Jahr) verteilt. Das führt dazu, dass die Revisionen hauptsächlich auf Schwachlastzeiten gelegt werden, wodurch die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs minimiert wird.
2. **Ermittlung der Residuallast** – die Residuallast wird ermittelt, indem die fixen Produktionsprofile der Erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser)⁴ vom Stundenlastprofil des Stromverbrauchs abgezogen werden.
3. **Einsatz der restlichen Erzeugungseinheiten** – dieser folgt dem Prinzip der minimalen variablen Erzeugungskosten.
4. **Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke** – auf Basis des Ergebnisses aus Schritt 3 wird der Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke optimiert. Grundlage für die Entscheidung zum Pumpen oder Turbinieren sind die in Schritt 3 ermittelten Grenzkosten. Dies bedeutet, dass Pumpspeicher zu Zeiten niedrigerer Grenzkosten pumpen und zu Zeiten höherer Grenzkosten turbinieren⁵.

Es wird bereits vorab auf die «natürlichen Grenzen» der Genauigkeit der Marktsimulation hingewiesen, welche bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind. So können künftige Änderungen des Marktdesigns oder umweltpolitischer Rahmenbedingungen in Europa bzw. der Schweiz eine Rückwirkung auf die Ergebnisse der Marktsimulation und der darauf aufbauenden Netzkonfiguration haben. Hierzu zwei Beispiele:

Beispiel 1: Die Einführung von Kapazitätsmärkten in Europa hätte abhängig von der konkreten Ausgestaltung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Strompreise.

Beispiel 2: Umweltpolitische Massnahmen können auch den Verbrauch betreffen. Die Wirkung auf die Strompreise kann senkend sein, wenn Energieeffizienzmassnahmen den Stromverbrauch generell reduzieren, oder aber erhöhend, wenn die Substitution anderer Energieträger für die Wärmeerzeugung oder erhöhte Mobilität den Stromverbrauch ansteigen lässt.

Der Unsicherheit in zukünftigen Entwicklungen wird in Teilen dadurch begegnet, dass

- » bei der Definition der Szenarien eine Variation von relevanten Eingangsparametern (z.B. bezüglich des Ausbaus von Erneuerbaren Energien oder auch der Entwicklung der Stromnachfrage) vorgenommen wird; und
- » eine jährliche Aktualisierung der Mehrjahresplanung sowie eine periodische Überarbeitung der Szenarienannahmen erfolgen, mit der diese Änderungen in der Planung nachgezogen werden.

⁴ Es werden hier nur die Erneuerbaren Energien berücksichtigt, da andere Technologien marktpreisgetrieben sind, d.h., bei niedrigen Ausstemperaturen wird eine erhöhte Übertragungsfähigkeit zugelassen, was im Modell entsprechend abgebildet ist.

⁵ Zu Schritt 3 und 4 ist anzumerken, dass nicht nur die thermischen Einheiten einem grenzkostenbasierten Abruf unterliegen, sondern prinzipiell auch die Wasserkraftwerke. Als kostengünstigste Variante der Stromproduktion würden sie aber ohnehin als erste Kraftwerke (d.h., nach den vorrangig eingespeisten Erneuerbaren Energien) abgerufen werden. Somit beschleunigt die implementierte fixe Reihenfolge die Berechnung, ohne das Ergebnis zu verfälschen.

3.5. Netzsimulation

Die Ergebnisse der Marktsimulation werden im Rahmen der Netzsimulation auf das heutige Netz gespiegelt, um zu prüfen, inwieweit das bestehende Netz in der Lage ist, die künftigen Energieflüsse zu transportieren. Bei der Netzsimulation werden die Lastflüsse für Europa und der Schweiz analysiert. Zur Bestimmung der notwendigen Netzerweiterungsmassnahmen im Schweizer Übertragungsnetz wird der Fokus nur auf die Schweiz gelegt. Die Annahmen zum Netzausbau in Europa basieren auf den Ausführungen im TYNDP, der vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) alle zwei Jahre veröffentlicht wird.

Der Prozess zur Bestimmung von Netzmassnahmen für die Schweiz findet nach dem sogenannten PINT-Verfahren statt. PINT steht für «Put in one at the Time» und entspricht dem sukzessiven Hinzufügen einer Massnahme zu einem Netz, in dem es die Massnahme noch nicht gibt. Die Swissgrid Netzplanung nach dem PINT-Verfahren beinhaltet, dass in einem iterativen Prozess solange Massnahmen dem Startnetz 2015 hinzugefügt werden, bis die strukturellen Engpässe beseitigt sind.

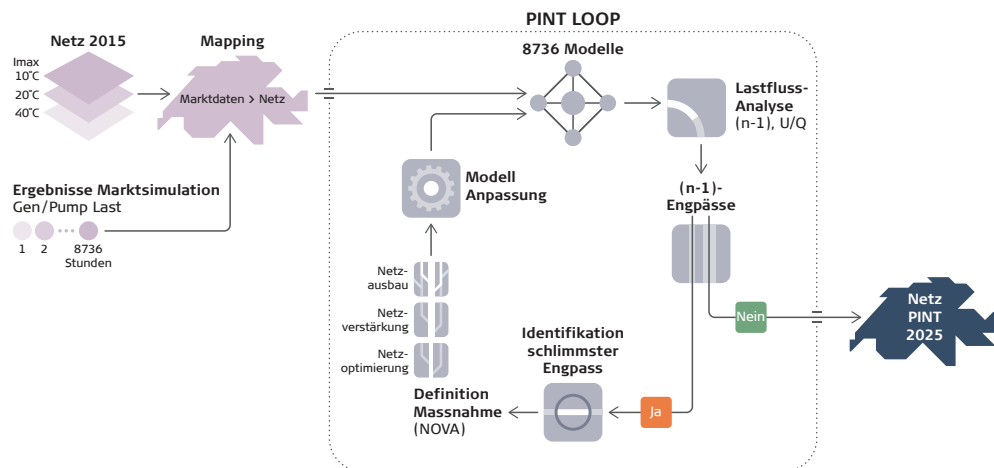


Abbildung 3.3: Herleitung technisch notwendiger Netzmassnahmen für ein n-1-engpassfreies Netz

Folgende iterative Arbeitsschritte sind notwendig:

- » **Startnetz** – Ausgangslage für die Netzsimulation ist das bestehende Schweizer Übertragungsnetz mit den Netzerweiterungen, die bis zum Zeitpunkt des jeweiligen Beginns eines Planungszeitraums realisiert werden (für das «Strategische Netz 2025» ist dies das in Kapitel 5.4.1 dargestellte Startnetz 2015).
- » **Marktsimulation und Netzmodell** – Die Ergebnisse der Marktsimulation für die künftigen Szenarien dienen als Input für die Netzsimulation. Die mithilfe des Marktmodells ermittelte Versorgungsaufgabe wird dem Netzmodell knotenscharf in stündlicher Auflösung⁶ regionalisiert vorgegeben. Das Netzmodell von Swissgrid ist nodal, d.h., alle Knoten und Zweige des betrachteten Netzes sind enthalten. Bei der Zielnetzplanung wurden das gesamte kontinentaleuropäische Übertragungsnetz berücksichtigt und ausserhalb der durch Swissgrid bewerteten Netzprojekte für 2025 keine generellen Netzurückbauten vorgenommen. Diese Vollständigkeit trägt zur Genauigkeit der Netzanalysen bei.
- » **Netzsimulation und Lastflussanalyse** – Anhand des Startnetzes und den Ergebnissen der Marktsimulation werden mittels einer Lastflussanalyse Engpässe identifiziert, die sich ergeben, wenn das Netz nicht weiter verstärkt würde. Die Lastflussberechnungen werden mit einer Lastflussberechnungssoftware (ISPEN/IPFA) durchgeführt. Ergebnis sind neben der Wirkleistung auch die Blindleistung / Spannung und der Spannungswinkel. Swissgrid ist aktuell der einzige TSO in Europa, welcher in seiner Netzplanung eine volle «AC-n-1-Ausfallanalyse» für alle Stunden eines Jahres mit einem kompletten kontinentaleuropäischen Netz durchführt. Dadurch kann Swissgrid in ihrer Netzplanung neben Engpässen parallel auch Spannungsprobleme identifizieren.
- » **Erweiterung des Netzes** – In einem iterativen Prozess findet solange eine Erweiterung des Netzes statt, bis wieder ein n-1-sicherer Betrieb gewährleistet werden kann⁷. Dabei werden zunächst Engpässe behoben, die die höchste Engpassenergie, unter Berücksichtigung der Engpasshäufigkeit und der Engpassleistung, aufweisen. Damit ist sichergestellt, dass nicht der Netzengpass massgebend für den Netzausbau wird, der zwar die höchste Überlastung aufweist, aber eventuell nur einmal im Jahr auftaucht. Es gilt auch hierbei das in Kapitel 3.1 beschriebene NOVA-Prinzip.
- » **n-1-engpassfreies Netz** – Ergebnis der Iteration ist ein Netz, das sich aus dem Startnetz und weiteren Massnahmen zusammensetzt. Dieses Netz ermöglicht für die künftigen Szenarien einen n-1-sicheren (Normal) Betrieb. Die ermittelten Ausbaumassnahmen werden anschliessend in der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse bewertet. Werden sie nach der multikriteriellen Bewertung als «positiv» eingestuft, bleiben sie Teil des Netzerweiterungsplans, andernfalls werden sie verworfen.
- » **Stresstests** – Zusätzlich werden auf dem dadurch ermittelten Netz Stresstests und Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Mit diesen wird geprüft, inwieweit das Netz auch in Extremsituationen sicher betrieben werden kann. Hierzu gehört der gleichzeitige Ausfall mehrerer Netzelemente oder einer ganzen Sammelschiene.

⁶ Je «Knoten» sind lokale Produktion und lokaler Verbrauch aggregiert.

⁷ Im Rahmen der vorliegenden Netzplanung wird die n-1-Belastung bewusst vor der Ergreifung von topologischen Massnahmen gerechnet, da andere parallele Netzsituationen, wie etwa die Ausserbetriebnahme von Netzelementen oder aber das Eintreffen von besonderen Belastungssituationen (Beispiel langer, sehr kalter Winter in Europa) im Modell nicht berücksichtigt sind. Diese stellen eine zusätzliche Belastung im Systembetrieb dar, die bei gleichzeitigem Eintreffen nicht mehr sicher mit den in Kapitel 2 dargestellten Methoden des klassischen Engpassmanagements beherrschbar wären.

3.6. Kosten-Nutzen-Analyse zur Bewertung der Netzerweiterungsmassnahmen

Die durch die Netzsimulation identifizierten Netzerweiterungsmassnahmen werden durch eine multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse für die Schweiz bewertet. Dies entspricht dem Ansatz, wie er von ENTSO-E bei der Erstellung des TYNDP empfohlen wird⁸. Mit dem multikriteriellen Ansatz wird auch dem Umstand Rechnung getragen, dass bestimmte für das Übertragungsnetz der Schweiz essenzielle Nutzenkategorien schwer in eine einheitliche Bemessungseinheit (hier CHF) transformiert werden können. Es wird unterschieden in:

- » **Monetäre Quantifizierung von Nutzen und Kosten der Netzerweiterungsmassnahmen** – darunter fallen einerseits der energiewirtschaftliche Nutzen und die monetär bewerteten Änderungen der Netzverluste und andererseits die direkten Kosten⁹ der Netzerweiterungsmassnahme (insbesondere Investitionskosten und Betriebskosten). Diese Nutzen und Kosten können zu einer monetären Kennzahl zusammengefasst werden.
- » **Qualitativer Nutzen der Netzerweiterungsmassnahmen** – darunter fallen insbesondere
 - » der Beitrag zur Versorgungssicherheit,
 - » die Netzsicherheit, sowie
 - » Umweltauswirkungen.

Der Beitrag zur Versorgungssicherheit einer Netzerweiterungsmassnahme ist im Unterschied zum energiewirtschaftlichen Nutzen nur bedingt monetär zu bestimmen. Beispielsweise müssten zur Bestimmung eines monetären Wertes die Änderung der Ausfallwahrscheinlichkeit, die betroffene Leistung sowie der Wert der nicht-gelieferten Energie der Leitung bestimmt werden. Insbesondere die Ermittlung der Änderung der Ausfallwahrscheinlichkeit ist komplex und mit vielen Annahmen behaftet¹⁰. Es stehen jedoch andere Indikatoren zur Bewertung der Versorgungssicherheit zur Verfügung, z.B. die Reduktion der n-1-Belastung durch eine Netzerweiterungsmassnahme. Ähnliches gilt auch für die Bewertung von visuellen Umweltauswirkungen. Der monetäre Wert der Verlegung einer Trasse weg von dicht besiedeltem Gebiet ist nur schwer zu ermitteln, die davon betroffene Leitungslänge dagegen leichter zu erfassen. Um die Bedeutung der qualitativen Kriterien dennoch in die Bewertung zu integrieren, werden sie deskriptiv beschrieben und – wo vorhanden – durch zusätzliche quantitative Indikatoren ergänzt.

8 In den «Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects» der ENTSO-E wird eine «kombinierte multikriterielle Cost-Benefit Analyse» vorgeschlagen.

9 Das heisst abzüglich der für dieses Netzelement im Betrachtungszeitraum bereits geplanten Ersatz- und Instandhaltungsmassnahmen sowie allfälliger Kompensationsmassnahmen für die Netzebenen 3 bis 7.

10 Das BFE plant aktuell eine Studie zur Frage der Definition und Bewertung der Versorgungssicherheit durchzuführen. Etwaige Ergebnisse finden in zukünftigen Mehrjahresplanungen ihren Niederschlag.

3.7. Ableitung des «Strategischen Netzes 2025»

In einem Swissgrid Management-Entscheid wird auf Grundlage von technischer Netzplanung und volkswirtschaftlicher Nutzenberechnung entschieden, welche der bewerteten Projekte letztlich im resultierenden «Strategischen Netz 2025» abgebildet werden.

Dieses Netz verfolgt das Ziel, die in den Szenarien abgebildete (unsichere) Entwicklung des Energiemarktes aus Swissgrid Sicht möglichst effizient zu meistern. Es umfasst somit idealerweise Projekte, die in den verschiedenen Szenarien erforderlich sind.

Die Netzplanung ist als stetiger Prozess zu verstehen, der im Dialog mit relevanten Experten, Gremien und nationalen sowie internationalen Stakeholdern erfolgt und der laufend an sich wandelnde Rahmenbedingungen angepasst werden muss. Gründe für Änderungen des «Strategischen Netzes 2025» können sein:

- » Anpassungen im bestehenden Marktdesign mit Auswirkungen auf die Energieflüsse in der Schweiz und Europa;
- » technische Innovationen im Bereich der Netz- und Speichertechnologie, die über die heute vorhersehbaren technologischen Entwicklungen hinausgehen;
- » zufällige, nicht-antizipierbare Ereignisse (wie etwa der unerwartet rasche Kernenergieausstieg in Deutschland aufgrund von Fukushima).

4. Szenarien für die Netzplanung

► **In Kürze:**

Swissgrid verwendet einen Szenariotrichter-Ansatz und definiert hierfür zwei Kernszenarien für 2025 und 2035 sowie zwei Randszenarien für 2035.

- » **«On Track» (Kernszenario)** – Das Szenario orientiert sich in Bezug auf Verbrauch und Umfeldentwicklung in der Schweiz an dem Szenario «Neue Energiepolitik» der Energieperspektiven 2050.
- » **«Slow Progress» (Kernszenario)** – Das Szenario orientiert sich an dem Szenario «Weiter-wie-bisher» der Energieperspektiven 2050. Es basiert auf einem geringeren Ausbau der Erneuerbaren sowie einem nur teilweisen Ausstieg aus der Kernkraft bis 2035.
- » **«Sun» (Randzenario)** – Das Szenario wurde in Zusammenarbeit mit der Umweltallianz erstellt. Unterstellt wird ein starker Ausbau der Erneuerbaren, insbesondere bei der Photovoltaik.
- » **«Stagnancy» (Randzenario)** – Das Szenario unterstellt eine Rezession mit gleichbleibenden Energiepreisen sowie einen geringen Ausbau von Erneuerbaren.

Für die Kernszenarien werden Markt- und Netzsimulationen für die Stützjahre 2025 sowie 2035 durchgeführt. Die Kernszenarien bilden die wesentliche Basis für die technische Netzplanung und die ökonomische Bewertung der Netzmassnahmen. Die Randszenarien dienen dazu, die Robustheit der auf Basis der Kernszenarien entwickelten technischen Netze zu analysieren.

Kapitel 4 gibt einen Überblick über den für die vorliegende Netzplanung verwendeten Ereignisraum mit den verwendeten Szenarien und stellt die wesentlichen Annahmen für die Modellierungen vor.

4.1. Szenariotrichter für die Netzplanung

Swissgrid verwendet, wie generell empfohlen¹, einen Szenariotrichter-Ansatz zur Ermittlung und Bewertung der Netzmassnahmen, der nachfolgend dargestellt ist.

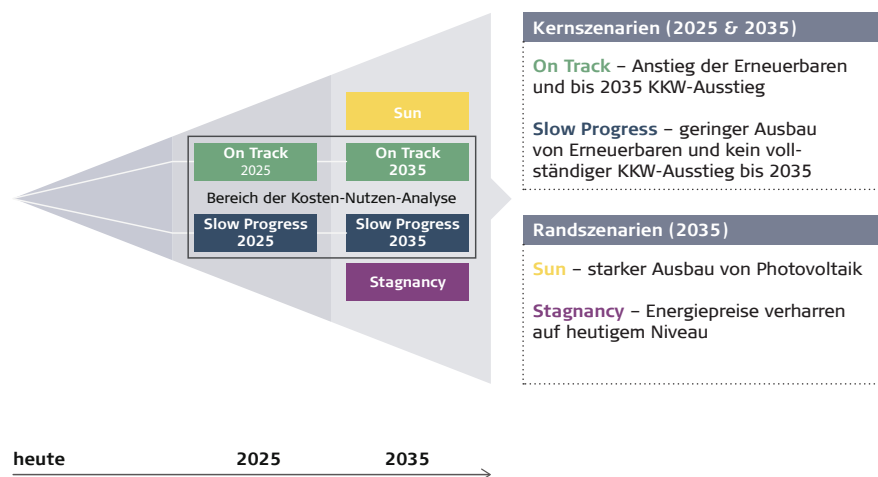


Abbildung 4.1: Szenariotrichter

Die Szenarien innerhalb des Szenariotrichters werden unterschieden in

- » **Kernszenarien** – darunter fallen die Szenarien «On Track» und «Slow Progress». Für diese werden Markt- und Netzsimulationen für die Stützjahre 2025 sowie 2035 durchgeführt. Die Kernszenarien bilden die wesentliche Basis für die technische Netzplanung, die ökonomische Bewertung der Massnahmen sowie darauf aufbauend die Erstellung des «Strategischen Netzes 2025». Für die Annahmen zur Schweiz lehnen sich die beiden Szenarien an die Energieperspektiven 2050 des Bundes an.
- » **Randszenarien** – darunter fallen die Szenarien «Sun» und «Stagnancy». Für diese Szenarien werden Markt- und Netzsimulationen für das Jahr 2035 durchgeführt, um mögliche extremere Entwicklungen zu simulieren.

Die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Szenarien sind nachfolgend dargestellt.

«On Track»

Das Szenario «On Track» geht davon aus, dass der in der Energiestrategie des Bundes geplante Umstieg auf Erneuerbare zeitgerecht umgesetzt wird. «On Track» orientiert sich bezüglich Schweizer Verbrauch und Umfeldentwicklung am Szenario «Neue Energiepolitik» der Energieperspektiven 2050 des Bundes. In der Schweiz wird der Kernkraftausstieg vollzogen. Der Ausbau an Photovoltaik- und Windkapazitäten geht voran und beträgt gesamthaft 4,1 GW im Jahr 2025 und 8,2 GW im Jahr 2035. Durch Energieeffizienzmassnahmen kommt es zu einem leichten Rückgang des Stromverbrauchs in der Schweiz.

¹ Hierzu gehören z.B. die ENTSO-E, verschiedene europäische Netzbetreiber und auch das BFE (siehe die Veröffentlichungen der Deutschen Energie-Agentur dena im Auftrag des BFE zur Ermittlung und Bewertung von Netzmassnahmen).

«Slow Progress»

Das Szenario «Slow Progress» orientiert sich bezüglich Schweizer Verbrauch und Umfeldentwicklung an dem Szenario «Weiter-wie-bisher» der Energieperspektiven 2050. Es geht davon aus, dass sich ein Umstieg auf Erneuerbare Energien in der Schweiz verzögert. Der vollständige Kernkraftausstieg ist bis zum Jahr 2035 noch nicht erreicht und der Ausbau an Photovoltaik- und Windkapazitäten geht langsamer als erhofft voran. Gleichzeitig steigt der Stromverbrauch in der Schweiz bis zum Jahr 2035 kontinuierlich an.

«Sun 2035»

Im Szenario «Sun», dessen Annahmen von der Umweltallianz² eingebracht wurden, kommt es insbesondere zu einem starken Ausbau der Photovoltaikkapazitäten in der Schweiz. Diese betragen im Jahr 2035 15,6 GW und liegen somit höher als die Spitzennachfrage der Schweiz von ca. 11 GW. Auch bei den Windkapazitäten geht die Umweltallianz von einem ansteigenden Wert bis zum Jahr 2035 von heute 0,1 GW auf 1,5 GW aus. Der Kernkraftausstieg ist vollzogen und durch Energieeffizienzmassnahmen kommt es zu einem leichten Rückgang des Stromverbrauchs in der Schweiz.

«Stagnancy 2035»

Das Szenario «Stagnancy» geht davon aus, dass die Energiepreise sich aufgrund einer schwachen Entwicklung der Weltwirtschaft gegenüber heute kaum verändern. Die CO₂-Preise verharren auf einem niedrigen Niveau, die im Herbst 2014 beschlossenen europäischen Klimaziele werden nicht erreicht.

² Zur Umweltallianz gehören Greenpeace, Pro Natura, VCS und WWF. In der von der Umweltallianz geleiteten Arbeitsgruppe waren zudem noch Vertreter der schweizerischen Energiestiftung (SES), Swissolar und Swiss-Eole eingebunden. Der der Umweltallianz zugehörige VCS war nicht direkt vertreten.

4.2. Szenarien für 2025 – «On Track» und «Slow Progress»

In diesem Kapitel werden die Eingangsgrößen und Daten, die den Kernszenarien für das Jahr 2025 zugrunde liegen, detaillierter dargestellt. Wichtige Annahmen für die Markt- und Netzsimulation sind beispielsweise:

- » die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in der Schweiz;
- » die Entwicklung des Stromverbrauchs in der Schweiz;
- » Annahmen zu den Net Transfer Capacities (und damit auch zum internationalen Netzausbau);
- » die Entwicklung der nationalen und internationalen Brennstoff- und CO₂-Preise; sowie
- » die Nachbildung des Auslands, d.h., die Entwicklung der Strommärkte im europäischen Ausland.

Bei der Herleitung der Annahmen greift Swissgrid auf unterschiedliche Quellen zu, die in den Teilkapiteln jeweils ausgewiesen sind. Wichtige Quellen sind insbesondere Studien des BFE sowie der ENTSO-E sowie die Planungen der Schweizer Kraftwerksbetreiber. Im Folgenden werden die wichtigsten Detailannahmen für den Schweizer Strommarkt im Jahr 2025 sowie auf europäischer Ebene vorgestellt³.

4.2.1. Erzeugungskapazitäten – Schweiz

► In Kürze:

Insgesamt unterscheidet sich der Schweizer Kraftwerkspark in 2025 zwischen den betrachteten Szenarien aufgrund der für die Energiewirtschaft kurzen Dauer einer Dekade nur moderat.

In beiden Szenarien wird ein starker Anstieg der installierten Kraftwerksleistung in der Schweiz von heute 19 GW auf ca. 24 GW («Slow Progress») bzw. 26 GW («On Track») unterstellt. Dieser ist insbesondere durch grosse Wasserkraftprojekte (4 GW) bedingt, die in das Netz zu integrieren sind.

Zudem kommt es zu einem Ausbau von Wind und PV, der allerdings deutlich stärker im «On Track» ist als im «Slow Progress». Neue Gaskraftwerke sind bis zum Jahr 2025 nicht geplant.

Trotz des ähnlichen Kraftwerksparks unterscheidet sich die Versorgungsaufgabe für das Schweizer Stromnetz im Jahr 2025 bereits deutlich:

- » Unterschiede in den Brennstoff- und CO₂-Preisen führen zu geänderten Einspeiseprofilen der vorhandenen Kraftwerke und insbesondere einer deutlichen Änderung der internationalen Stromflüsse.
- » Kohledominierte Erzeugung in Deutschland ist im Szenario «Slow Progress» mit niedrigen CO₂-Preisen (ca. 15 EUR/t) in Europa deutlich attraktiver als im Szenario «On Track» mit sehr hohen CO₂-Preisen (ca. 50 EUR/t). Diese Entwicklung betrifft auch die Transite durch die Schweiz.

Bei der Festlegung der Erzeugungskapazitäten für die Schweiz hat Swissgrid neben der Sichtung verschiedener offizieller Quellen auch umfangreiche Abklärungen mit den Schweizer Kraftwerksbetreibergesellschaften geführt, die in die Szenarien eingeflossen

³ Für die Schweiz sind die Detailannahmen im Anhang aufgeführt, für die EU-Annahmen wird auf entsprechende Dokumente der ENTSO-E verwiesen.

sind. Für die Kernszenarien werden im Jahr 2025 folgende installierte Kraftwerksleistungen in der Schweiz unterstellt:

Tabelle 4.1: Installierte Leistung – Schweiz

Installierte Leistung (MW)	2013	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
Photovoltaik	756	3 500	1 800
Wind	60	710	240
Sonstige Erneuerbare ^{T1}	243	824	489
Hydro ^{T2}	14 575	18 510	18 510
Sonstige Nicht-Erneuerbare ^{T3}	426	787	687
Gas	0	0	0
Kernenergie	3 278	2 135	2 135
Total	19 338	26 466	23 861

Quellen: BFE, Swissgrid, Kraftwerksbetreiber

Aus Tabelle 4.1 ist ersichtlich, dass die angegebenen installierten Leistungen im Jahr 2025 für die Szenarien «On Track» und «Slow Progress» sehr ähnlich sind⁴. Der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien liegt für das Jahr 2025 im Ausbau der Wind- und Photovoltaikkapazitäten. Nach Rücksprache mit den Kraftwerksbetreibergesellschaften wurden in keinem der beiden Kernszenarien für 2025 neue Gaskraftwerke (GuD) in der Schweiz unterstellt. Auch aufseiten von internationalen Marktexperten herrscht der breite Konsens, dass im aktuellen Marktumfeld in der Schweiz keine wirtschaftlichen Investitionen in GuD möglich sind. Dies bestätigt eine Studie von Avenir Suisse von 2013⁵. Grundsätzlich entspricht es auch dem europäischen Trend, Investitionen in Gaskraftwerke zu stoppen sowie schon bestehende GuD stillzulegen⁶.

Für den geplanten Zubau von Photovoltaik in der Schweiz liegen nur eingeschränkt Zahlen für 2025 vor. Der Zubau an PV-Anlagen wird stark durch den Regulierungs- und Förderrahmen geprägt, der erfahrungsgemäss einer gewissen Unsicherheit unterliegt. Swissgrid hat daher auf Basis von verfügbaren Quellen selber Zuwachsraten für den Zeitraum 2015-2025 festgelegt. Grundlage dafür bildet im Wesentlichen die BFE-Sensitivitätsstudie PV, die Zahlen für 2020 und 2030 ausweist, sowie ein Cross-Check mit aktuellen Anmeldungen der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV).

Im Vergleich zu 2013 erhöht sich in beiden Kernszenarien die installierte Leistung für Wasserkraft durch den Zubau von neuen Pumpspeicherkraftwerken ebenso wie für Wind und für Photovoltaik. In beiden Szenarien sind bei den installierten Wasserkraftkapazitäten die Kraftwerke Nant de Drance, Linth Limmern, Grimsel 1E und Veytaux sowie weitere kleinere Projekte enthalten. Dagegen reduziert sich die installierte Leistung für Kernenergie durch die Stilllegung von Anlagen. Nur die KKW Leibstadt und Gösgen sind noch im Betrieb.

4 Im Jahr 2025 unterscheiden sich die installierten Leistungen in den Szenarien deutlicher. Der wesentliche Grund liegt dabei in einem höheren Ausbau der PSKW in «On Track», der Stilllegung aller Kernkraftwerke in «On Track» sowie der höherem Zubau von Wind und Photovoltaik in «On Track» im Vergleich zu «Slow Progress».

5 Urs Meister: Keine Energiewende im Alleingang. Diskussionspapier der Avenir Suisse. April 2013

6 Beispielsweise hat VERBUND 2014 die Stilllegung von 3 GuD bekannt gegeben.

T1 Dazu gehören: Geothermie, Biomasse, Biogas, Abwasserreinigungs-Anlagen (ARA) und 50% der Kehrichtverbrennungs-Anlagen (KVA).

T2 Dazu gehören zusätzlich zum heutigen Stand: Nant de Drance, Linth Limmern, Grimsel 1E und Veytaux sowie weitere kleinere Projekte.

T3 Dazu gehören: Neue fossile Wärme-Kraft-Kopplungs Anlagen (WKK) und die anderen 50% der Kehrichtverbrennungs-Anlagen (KVA).

Exkurs: Pumpspeicher

Wasserkraftwerke sind bereits heute ein wesentlicher Bestandteil des Schweizer Kraftwerksmixes, der bis 2025 weiter ausgebaut wird. Wasserkraftwerke können in drei Typen unterschieden werden:

- » **Laufwasserkraftwerke** – Laufwasserkraftwerke nutzen die Fließenergie in vorhandenen Flüssen. In der Regel erzeugen sie «dargebotsabhängig», d.h., je nach Wasserverfügbarkeit und unabhängig vom Strompreis an der Börse. Typische Auslastungstunden von Laufwasserkraftwerken liegen zwischen 4 000 und 5 000 Volllaststunden pro Jahr (1 Jahr hat 8 760h) – somit können Laufwasserkraftwerke auch als «nicht steuerbare Grundlastkraftwerke» bezeichnet werden.
- » **Speicherkraftwerke (Reservoir)** – Speicherkraftwerke weisen grosse Höhendifferenzen auf, die zusätzlich zur Fließenergie genutzt werden können. Sie speichern den Zufluss in Reservoiren, so dass sie nicht wie die Laufwasserkraftwerke «dargebotsabhängig» eingesetzt werden müssen, sondern strategisch einsetzbar sind. Die Betreiber erzeugen in der Regel, wenn der Strompreis an der Börse hoch ist und nicht wenn das Wasser in den See fließt. Speicherkraftwerke sind daher typischerweise Spitzenlastkraftwerke, d.h. auch Anbieter von Regenergie und weitere Systemdienstleistungen. Speicherkraftwerke mit sehr grossen Seen können begrenzt als Saisonspeicher eingesetzt werden, allerdings nur in dem Masse, in dem noch Wasser vorhanden ist. Die Auslastung eines Reservoirs hängt vom Verhältnis des natürlichen Zuflusses zur installierten Leistung ab – in der Regel liegt die Auslastung zwischen 1 000 und 3 000 Stunden per Jahr. **Pumpspeicherkraftwerke** – Pumpspeicherkraftwerke verhalten sich ähnlich wie Speicherkraftwerke. Auch sie sind Spitzenlastkraftwerke. Im Gegensatz zu Speicherkraftwerken weisen Pumpspeicher in der Regel eher geringe natürliche Zuflüsse auf. Das zur Stromerzeugung benötigte Wasser wird vor der Erzeugung mithilfe von Pumpen in das Oberbecken hochgepumpt. Dieser Pumpzyklus ist mit Effizienzverlusten von ca. 15% verbunden. Der ökonomische Nutzen der Betreiber liegt in den Strompreisdifferenzen begründet: gepumpt (eingekauft) wird in den Stunden mit sehr niedrigen Strompreisen, erzeugt (verkauft) wird der Strom in Hochpreisstunden. Pumpspeicher sind entsprechend keine Grundlastkraftwerke. Bei gleicher Turbinen/Pumpleistung und einem Wirkungsgrad von 85% könnten sie allein aus rein technischer Perspektive maximal rund 3 700h/a eingesetzt werden; unter wirtschaftlicher Optimierung liegt die Auslastung aufgrund der oben beschriebenen typischen Preisstrukturen sogar deutlich darunter.

Pumpspeicher sind auch nicht wirtschaftlich als saisonale Speicher einsetzbar, wie nachfolgende einfache, hypothetische Rechnung zeigt, bei der Wirkungsgradverluste zur Vereinfachung ausgeblendet sind. Unterstellt man hypothetische Fixkosten eines Pumpspeichers von 80 000 CHF/MW und Jahr, die der Speicher durch Pumpen (Einkauf zu niedrigen Preisen) / Erzeugen (Verkauf zu hohen Preisen) innerhalb des Jahres wieder einspielen muss, kann er diese 80 000 CHF z.B. durch 1 000 Zyklen mit einer Strompreisdifferenz von 80 CHF/MWh oder aber auch durch 2 Zyklen (Sommer/Winter) mit einer Preisdifferenz von 40 000 CHF/MWh erzielen – solche extremen Preisdifferenzen sind aber in der Regel am Strommarkt nicht zu beobachten. Aus wirtschaftlichen Gründen operieren Pumpspeicher idealerweise in einem Markt, der sich durch häufige und möglichst grosse Strompreisdifferenzen auszeichnet. Ein rein saisonaler Betrieb von Pumpspeichern ist aufgrund der Kostenstruktur der Anlagen suboptimal. Eine etwaig erforderliche Absicherung der Winterspitzenlast der Schweiz erfolgt kosteneffizienter durch Importe oder Gaskraftwerke.

Aus Netzplanungssicht sind neue Pumpspeicher in der Schweiz besonders relevant, da sie meist in abgelegenen Regionen mit eher geringer vorhandener Netzinfrastruktur geplant sind und sie sowohl als Verbraucher und als Einspeiser mit vergleichsweise hohen Leistungen (z.T. sind Projekte im 1 GW Bereich geplant) operieren.

- » **Kaskadenkraftwerke** – In der Realität gibt es häufig auch Wasserkraftwerke, die eine Kombination der drei obigen Kategorien darstellen – z.B. ist das Unterbecken eines Speichers gleichzeitig das Oberbecken eines Pumpspeichers oder Speicher und Pumpspeicher «teilen» sich ein Oberbecken. Die oben beschriebene Einsatzlogik der Rolle der Wasserkraftwerke bleibt erhalten, allerdings erfolgt in der Regel eine koordinierte Einsatzoptimierung.

4.2.2. Stromverbrauch – Schweiz

Die Daten für den Stromverbrauch in der Schweiz basieren auf den Szenarien des BFE im Rahmen der Energiestrategie 2050 («Neue Energiepolitik» und «Weiter-wie-bisher»)⁷, die durch Swissgrid übernommen wurden⁸. Der angegebene Stromverbrauch entspricht dem Endverbrauch inkl. Verlusten, wobei die Pumpenergie und der Eigenverbrauch der Kraftwerke nicht in den unten dargestellten Zahlen enthalten sind.

Tabelle 4.2: Stromverbrauch – Schweiz

	2013	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
Stromverbrauch (TWh)	64	61,5	67,2
Jahreshöchstlast (GW)	10,3	10,6	11,6

Quelle: BFE

Im Szenario «On Track» wird ein sinkender jährlicher Stromverbrauch angenommen. Es wird unterstellt, dass sich durch die umgesetzte Energiewende der Anwendungsbereich für Strom erhöht. Dem höheren Stromverbrauch durch neue Stromanwendungen stehen verbrauchssenkende Effekte durch Energieeffizienzmassnahmen gegenüber, woraus sich ein um 2,5 TWh reduzierter Stromverbrauch von 61,5 TWh ergibt. Für das Jahr 2025 wurden noch keine Massnahmen zur Nachfragesteuerung angenommen. In Kombination mit neuen Stromanwendungen führt dies trotz Nachfragerückgang zu einer leichten Erhöhung der saisonalen Höchstlast von 0,3 GW⁹.

Der Stromverbrauch im Szenario «Slow Progress» entspricht dem BFE-Szenario «Weiter-wie-bisher». Im Szenario «Slow Progress» werden aufgrund der verspäteten Umsetzung der Energiestrategie weniger Massnahmen zur Senkung des Verbrauchs vorgenommen, sodass der Verbrauch auf 67,2 TWh in 2025 (64 TWh im Jahr 2013) steigt. Massnahmen zur Nachfragesteuerung kommen nicht zur Anwendung und die Höchstlast

⁷ BFE Energieperspektiven 2050 – Tabellen 5-13 (Angaben ohne Netzverluste).

⁸ Swissgrid weist darauf hin, dass eine Diskrepanz zwischen den Annahmen des BFE und denen der ENTSO-E bei der Entwicklung des TYNDP 2014 besteht. Während das BFE eine Verbrauchsstabilisierung (bis 2035) bzw. einen Rückgang (bis 2050) trotz E-Mobilität und E-Wärme annimmt, geht ENTSO-E von einer Verbrauchssteigerung aus. Somit sinkt nur in der Schweiz der Verbrauch im «On Track»-Szenario. Mittels einer ergänzenden Sensitivitätsanalyse einer Lasterhöhung (+2 GW) wird deren Einfluss auf die technischen Netze der Kernszenarien 2025 analysiert.

⁹ In der Abstimmung mit den Kraftwerksbetreibern zu den Szenarien wurde angemerkt, dass der Stromverbrauch für das Szenario «On Track» tendenziell niedrig erscheint. Als Option dazu wurde angeregt, auf ein VSE-Szenario (Szenario 3 «Klettertour») zurückzugreifen. Swissgrid hat dies geprüft, jedoch entschieden, weiterhin das BFE-Szenario «Neue Energiepolitik» zu verwenden: Die Szenarien des VSE (2012) sind weniger aktuell als die des BFE (2013). Auch könnte die Verwendung von VSE-Daten den Einwand hervorrufen, dass Swissgrid auf «zu hohe» Verbrauchsdaten der Energiebranche zurückgreift. Die BFE-Szenarien bewirken zudem, dass zwischen den Szenarien ein deutlicher Unterschied beim Stromverbrauch besteht, weshalb ein weiterer Ereignisraum für die zukünftige Entwicklung abgedeckt wird. Dies entspricht dem Zweck der Szenariotechnik.

in der Schweiz steigt weiter an, was eine höhere gesicherte Leistung der Kraftwerke im Vergleich zu heute verlangt. Das Verbrauchsprofil verändert sich kaum, weil keine zusätzlichen Massnahmen zur Steuerung der Nachfrage implementiert wurden. Für 2035 wird der Trend des Stromverbrauchs für «On Track» und «Slow Progress» entsprechend fortgesetzt.

Exkurs: Jahreshöchstlast

Unter der Jahreshöchstlast wird die höchste zeitgleiche Ausspeisung der an das Schweizer Stromnetz angeschlossenen Kunden verstanden.

Im Jahr 2014 betrug die Jahreshöchstlast der Schweiz 9259 MW. Sie wurde am 25. November 2014 gemessen. Die Durchschnittslast in der Schweiz im Vergleich dazu betrug 7071 MW, die am 26. Juli 2014 gemessene Jahresmindestlast 4440 MW.

4.2.3. Net Transfer Capacities – Schweiz

Tabelle 4.3 zeigt für die beiden Kernszenarien die im Marktmodell angenommenen NTC zu den an die Schweiz grenzenden Ländern. Ausgangspunkt dafür sind die aktuellen NTC-Werte für die Schweiz.

Tabelle 4.3: Net Transfer Capacities – Schweiz

NTC (MW)	2013	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
NTC Norden Import			
Winter	5 274	8 600	7 500
Sommer	5 074	8 600	7 500
NTC Norden Export			
Winter	6 300	9 740	8 640
Sommer	6 300	9 740	8 640
NTC Italien Import			
Winter	1 810	3 110	2 010
Sommer	1 440	2 740	1 640
NTC Italien Export			
Winter	4 240	5 540	4 440
Sommer	3 420	4 720	3 620

Quelle: ENTSO-E, Swissgrid

Die beiden Szenarien unterscheiden sich im Hinblick auf die Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt. Für das auf europäischer Ebene grünere «On Track»-Szenario wird ein höherer Anstieg der Grenzkapazitäten als im «Slow Progress» unterstellt. Typischerweise werden die NTC-Kapazitäten in saisonaler Auflösung ausgewiesen, da sie von der Lastflusssituation abhängig sind.

In den beiden Kernszenarien wird analog zu den Ausführungen der ENTSO-E eine gewisse ausbaubedingte Erhöhung der NTC-Kapazitäten der Schweiz zum benachbarten Ausland unterstellt. Die unterstellte NTC-Erhöhung entspricht hierbei nicht genau den Angaben des TYNDP, sondern beinhaltet weitere Überlegungen:

- » **Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks** – Die im vorliegenden Bericht unterstellten Entwicklungen des inländischen Schweizer Kraftwerksparks (insbesondere zum Zubau neuer Pumpspeicher in der Schweiz) sind aktueller und genauer als die in den TYNDP unterstellten Zubaupfade. Bei der Definition der Übertragungskapazitäten an den Schweizer Grenzen wurde darauf geachtet, dass Pumpspeicherausbaupfad und internationaler Netzausbau an den Schweizer Grenzen sich in etwa entsprechen.
- » **Zeitliche Umsetzung der PCI-Projekte** – Im TYNDP sind sog. «Projects of Common Interests» (PCI) als Teil des Netzausbaus an den Schweizer Grenzen enthalten. Diese Projekte erfordern eine internationale Koordination von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und auch der jeweiligen Regulierungsbehörden, die über die Finanzierung dieser Vorhaben und die Aufteilung der Kosten für Fördermittel entscheiden müssen. Auch wenn das PCI-Programm darauf abzielt, den zeitgerechten Bau dieser Projekte zu fördern, dürften die komplexen Regelungen zur Finanzierung und die teils gegensätzliche Interessenslage der Beteiligten einige Zeit bis zu einer möglichen Umsetzung benötigen.

In den hier dargelegten NTC-Erhöhrungen an den Schweizer Grenzen sind deshalb die die Schweiz betreffenden PCI-Projekte¹⁰ nur teilweise enthalten. Die in diesem Bericht betrachteten PCI-Projekte sind wie folgt:

- » **«San Giacomo»** – Die Leitung «San Giacomo – Pallanzeno» besteht aus einer Umwandlung einer bestehenden 220-kV-Wechselstromleitung in eine 400-kV-Wechselstromleitung. Dieses Projekt würde die Austauschkapazitäten der Schweiz mit Italien erhöhen. Die Inbetriebnahme ist im TYNDP für das Jahr 2022 ausgewiesen.
- » **«Greenconnector»** – Stellvertretend für einen DC-Ausbau des Übertragungsnetzes in Richtung Italien wird das PCI-Projekt «Greenconnector» unter dem Namen «Met-tlen-Verderio» in unseren Analysen berücksichtigt und bewertet. Dieses Projekt würde gemeinsam mit dem italienischen Projekt «Castasegna-Mese» zu den oben für das Szenario «On Track» dargestellten NTC-Erhöhrungen nach Italien führen. Im Szenario «Slow Progress» mit geringerem Ausbau der Erneuerbaren Energien auf europäischer Ebene wurde nur das Projekt «Castasegna – Mese» angesetzt.
- » **«Bodensee-Interkonnektor» und «Schweizer DACH»** – Im Gegensatz zu den beiden anderen PCI-Projekten handelt es sich beim «Bodensee-Interkonnektor» um einen Ausbau des 380-kV-Wechselstromnetzes (also keine neue HVDC-Leitungen), für die die Inbetriebnahme laut TYNDP bis zum Jahr 2022 geplant ist. Der Bodensee-Interkonnektor ist Teil des umfassenderen Ausbauprogramms «Schweizer DACH» («Swiss Roof»). Dieser Ausbau betrifft Netzbetreiber in der Schweiz, Deutschland und Österreich. Einige der in Kapitel 5 bis 7 diskutierten Projekte sind Teil dieses «Schweizer DACH» (z.B. «Beznau – Mettlen»). In dem vorliegenden Bericht wird bis zum Jahr 2025 insgesamt eine Erhöhung der Übertragungskapazität von ca. 3 GW angenommen.

10 (Details hierzu siehe Kapitel 8.3)

Exkurs: NTC-Werte in der Netzplanung

Im Rahmen der Szenarien werden NTC-Werte als Randbedingung für die Marktsimulationen festgelegt. Diese sollen die gesicherte Netzentwicklung resp. Transportbedürfnisse seitens Verbrauch und Produktion abbilden. Die NTC-Werte können für die Szenarien unterschiedlich festgelegt werden. Mit der Marktsimulation wird dann berechnet, ob und wie häufig diese vorgegebenen NTC ausgelastet sind (siehe Kapitel 5.1.2), was bereits einen guten Hinweis auf eine adäquate Einbindung der Schweiz mit dem Ausland vermittelt. Die anschliessende Netzsimulation des resultierenden Kraftwerkseinsatzes ermittelt den physikalischen Transportbedarf und ggf. die dafür notwendigen Netzmassnahmen (wie in Kapitel 5.4 dargestellt).

In der abschliessenden Kosten-Nutzen-Analyse wird berechnet, welchen Nutzen die primär netztechnisch definierten Projekte aus volkswirtschaftlicher Sicht aufweisen: Wenn etwa ein geplantes Leitungsprojekt, das der NTC-Erhöhung dient, nur sehr selten genutzt wird, dann drückt sich dies in einem geringen energiewirtschaftlichen Nutzen aus.

Die Werte, die in der Swissgrid Netzplanung verwendet werden, basieren auf den geplanten neuen Kraftwerksprojekten sowie den europäischen Planungen im Rahmen des TYNDP. Allerdings hat Swissgrid die dort verwendete Erhöhung von 4900 MW am Norddach und 1800 MW gegen Süden signifikant nach unten korrigiert. Die Gründe hierfür sind neben dem kürzeren Betrachtungshorizont auch die bewusste Fokussierung der Schweizer Netzplanung auf die Landesversorgung sowie den Abtransport der in der Schweiz produzierten Energie.

4.2.4. Brennstoffpreise und CO₂-Preise

Für die Marktsimulation müssen zusätzlich energiewirtschaftliche Rahmendaten für Brennstoffpreise und CO₂-Preise ermittelt werden. Swissgrid als Übertragungsnetzbetreiberin nimmt bewusst keine eigenen Schätzungen der Brennstoffpreise und CO₂-Preise vor, sondern stützt sich auch hier auf anerkannte externe Quellen. Tabelle 4.4 zeigt die für die Kernszenarien angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise. Als Quelle für die Brennstoffpreise wurden die Daten der International Energy Agency (IEA) aus dem World Energy Outlook 2013 (WEO) herangezogen, die auch im Rahmen der Entwicklung des TYNDP 2014 durch die ENTSO-E verwendet wurden. ENTSO-E hat dies im Rahmen eines umfangreichen Konsultationsprozesses mit allen relevanten Stakeholdern bei der Erstellung der Szenarien und der zugehörigen Brennstoff- und CO₂-Preise zwischen Anfang 2012 bis Herbst 2013 kommentiert¹¹. Dabei wurden die Brennstoffpreis-Szenarien so gewählt, dass ein sog. «Fuel Switch» (Wechsel in der Merit Order) beim Abruf von Gas- und Kohlekraftwerken in Europa enthalten ist.

Den WEO Brennstoffpreis-Szenarien liegt die nachfolgend beschriebene Logik zugrunde¹²:

- » **WEO «450 Scenario»** – Das «450»-Scenario definiert eine Entwicklung des Energieverbrauchs, die vereinbar ist mit einer 50% Wahrscheinlichkeit, den durchschnittlichen Temperaturanstieg auf 2 Grad im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Für den Zeitraum bis 2020 wird angenommen, dass die Nationalstaaten verstärkt Massnahmen zur Implementierung der Cancun-Vereinbarungen treffen. Nach 2020 wird angenommen, dass die OECD-Staaten und andere ökonomisch wichtige Staaten Emissionsziele bis 2035 und danach setzen, die einen Emissionspfad zur Stabilisierung der Konzentration der Treibhausgase auf 450 ppm vorgeben. Folgen sind im Vergleich zu heute deutlich höhere CO₂-Preise und ein im Vergleich zum «Current Policy»-Szenariolangsamere Preisanstieg für fossile Energieträger.
- » **WEO «Current Policy Scenario»** – Das «Current Policy»-Scenario basiert auf den energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumenten, welche bis Mitte 2013 von den Nationalstaaten implementiert wurden.

Analog zum Vorgehen der ENTSO-E bei der Herleitung des TYNDP 2014 verwendet Swissgrid die Annahmen des «450»-Szenario für das «On Track»-Szenario und die Annahmen des «Current Policy»-Szenario für das «Slow Progress»-Szenario.

¹¹ Vgl. dazu: ENTSO-E, TYNDP public consultation report on received comments, 30.10. 2014.

¹² Zur Prognose des CO₂-Preises für Europa meint IEA: «Carbon prices under the EU ETS have fallen in recent years, reaching levels unlikely to stimulate significant investment in low-carbon technologies. From almost €30/tonne in mid-2008, the price dropped to less than €3/tonne in April 2013, following an inconclusive vote by the European Parliament on a plan to delay the introduction of 900 million of the 16 billion tonnes-worth of allowances on the market for 2013-2020. It has recovered a little since with a new vote on an amended European Commission proposal, which limits the extent to which allowances can be delayed. In September 2013, the proposal awaited approval by the European Council. (...) Our assumptions on carbon pricing vary across the scenarios, reflecting the different levels of policy interventions to curb growth in CO₂ emissions. We assume each of the existing and planned programmes that are described above continue, with the price of CO₂ rising under each programme over the projection period. In Europe, the price increases from an average of \$10/tonne (in year-2012 dollars) in 2012 to \$20/tonne in 2020 and \$40/tonne in 2035.» (IEA, World Economic Outlook 2013, S. 49)

Tabelle 4.4: Brennstoffpreise und CO₂-Preise 2025

Brennstoff- und CO ₂ -Preise ^{T4}	Einheit	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
Kernkraft	€/MWh	1,36	1,36
Steinkohle	€/MWh	11,16	13,64
Braunkohle ^{T5}	€/MWh	1,58	1,58
Gas	€/MWh	29,27	34,34
Leichtöl	€/MWh	66,67	87,21
Schweröl	€/MWh	39,37	51,50
Schieferöl	€/MWh	8,28	8,28
CO ₂ -Preis	€/t	50,70	15,60

Quelle: WEO (2013), TYNDP (2014)

Zum Vergleich die Preise wichtiger Primärenergieträger für das Jahr 2012¹³ bzw. 2013:

- » IEA Rohölimport: 67,55 €/MWh;
- » OECD Steinkohleimport: 11,63 €/MWh;
- » Erdgas Import Europa: 31,14 €/MWh;
- » durchschnittlicher CO₂-Preis im Jahr 2013 von 4,48 €/t.

Generell wird die Transportaufgabe massgeblich durch Preisdifferenzen bzw. regionale Differenzen bei den Produktionskosten beeinflusst. Demgegenüber weist das absolute Strompreisniveau an sich einen vergleichsweise niedrigeren Einfluss auf die technischen Analysen aus¹⁴. Das Niveau der Strompreise geht in die volkswirtschaftliche Bewertung der eingesparten Verluste mit ein, nicht aber notwendigerweise in die Engpasserlöse der Netzmassnahmen, da dort Preisdifferenzen und weniger das Strompreisniveau massgeblich sind.

4.2.5. Nachbildung des Auslands

Die Schweiz ist durch ihre zentrale Lage in Europa eng mit dem europäischen Stromsystem verknüpft. Durch die bestehenden Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Ländern kommt es zum Stromhandel und zu physischen Stromflüssen zwischen einzelnen Marktgebieten. Sowohl die zukünftige Transportaufgabe für das Übertragungsnetz als auch der Einsatz Schweizer Erzeugungsanlagen und Speicher ist daher stark von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig. Somit sind für die Swissgrid Netzplanung neben den Annahmen für das Schweizer Energiesystem auch die Entwicklungen der Last, der Erzeugungslandschaft sowie der Netze in Europa relevant.

Zur Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen werden bei der Simulation des zukünftigen Strommarktes und der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe von Swissgrid alle Länder des ENTSO-E-Netzverbundes einbezogen. Folgende Annahmen wurden bei der Marktsimulation unterstellt¹⁵:

¹³ (Quelle: WEO 2013)

¹⁴ Diese Hypothese (i.e. die Auswirkung von tiefen Energiepreisen auf den Netzbedarf) wird mit dem Randszenario «Stagnancy» für 2035 vertieft validiert.

¹⁵ Weitere Details siehe TYNDP 2012 & 2014.

^{T4} Preise ausgedrückt als reale Preise frei Kraftwerk.

^{T5} Für Braunkohle existieren aufgrund der geringen Energiedichte keine überregionalen Brennstoffmärkte. Daher werden Gesteungskosten angesetzt, die ihrerseits wiederum teilweise von den Energiepreisen anderer Primärenergieträger abhängig sind.

Tabelle 4.5: Nachbildung Ausland 2025

Nachbildung Ausland	2025	
	«On Track»	«Slow Progress»
Erzeugungskapazitäten	Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2014: Scenario B für 2025	Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2014: Scenario A für 2025
Stromverbrauch	Interpolation aus ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 3 und-Szenario EU 2020	Interpolation aus Verbrauch 2012 und ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 1
NTC	TYNDP 2012	TYNDP 2012

- » **Erzeugungskapazitäten Ausland** – Um in sich konsistente Annahmen hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten des europäischen Erzeugungssystems zu treffen, wurde auf die ENTSO-E-Szenarien des «Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2014» (SO&AF 2014) zurückgegriffen. Den beiden Szenarien «On Track» und «Slow Progress» sind die jeweils korrespondierenden ENTSO-E-Szenarien zugewiesen.
- » **Stromverbrauch Ausland** – Um in sich konsistente Annahmen hinsichtlich des europäischen Strombedarfs zu treffen, wurde auf die ENTSO-E-Szenarien des TYNDP 2014 für das Jahr 2030 zurückgegriffen. Zur Bestimmung der Werte für das Jahr 2025 wurde eine entsprechende Interpolation vorgenommen.
- » **NTC Ausland** – Um in sich konsistente Annahmen hinsichtlich der europäischen Interkonnektor-Kapazitäten zu treffen, wurde für alle anderen Länder der ENTSO-E TYNDP 2012¹⁶ zugrunde gelegt, der Ausbauten bis 2020 beinhaltet.

Das hier präsentierte Annahmen-Set wurde in das Swissgrid Marktmodell implementiert. Aus den Marktsimulationen resultieren der für die Netzplanung relevante Einsatz der Kraftwerke sowie die darauf basierenden internationalen Fahrpläne.

¹⁶ Da es für 2025 keinen entsprechenden Forecast gibt, wird von Swissgrid der TYNDP 2012, der Ausbauten bis 2020 beinhaltet, als Basis für die relevanten Grenzkapazitäten genutzt. Der TYNDP 2014 beinhaltet die geplanten Ausbauten bis 2030.

4.3. Szenarien für 2035 – «On Track» «Slow Progress» «Sun» und «Stagnancy»

Dieses Kapitel stellt die detaillierten Annahmen für das Jahr 2035 vor. Während die Szenarien «Slow Progress» und «On Track» für das Jahr 2035 die jeweiligen Szenarien des Jahres 2025 fortschreiben, stellen die Szenarien «Sun» und «Stagnancy» zwei weitere zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten dar, die die Robustheit der Netzplanung auch bei extremeren Entwicklungen testen.

Wie schon für die Szenarien für das Jahr 2025 greift Swissgrid auch für die Annahmen für das Jahr 2035 insbesondere auf Studien des BFE und der ENTSO-E zurück. Eine Besonderheit stellt in diesem Zusammenhang das «Sun»-Szenario dar. Die Parameter dieses Szenarios wurden für die Schweiz durch die Umweltallianz vorgegeben und für das Ausland in Absprache mit der Umweltallianz festgelegt. Im Folgenden werden die wichtigsten Detailannahmen der Szenarien für den Schweizer Strommarkt sowie auf europäischer Ebene für das Jahr 2035 vorgestellt¹⁷.

4.3.1. Erzeugungskapazitäten – Schweiz

► In Kürze:

In 2035 unterscheidet sich der Schweizer Kraftwerkspark zwischen den Szenarien deutlich. Dies gilt einerseits für das Niveau der installierten Kraftwerksleistung als auch für die Zusammenstellung des Kraftwerksparks.

Im «On Track»-Szenario steigt die installierte Kraftwerksleistung auf 30,7 GW an. Dies ist im Wesentlichen durch einen starken Anstieg der Photovoltaik (auf 7 GW) sowie anderer Erneuerbarer bedingt. Dem steht ein Wegfall der Kernkraft (ca. 2 GW) gegenüber. Somit steigt der Anteil an volatilen Kraftwerkskapazitäten am gesamten Kraftwerkspark an.

In «Slow Progress» ist der Anstieg im Vergleich zu 2025 nur gering und im Wesentlichen durch Fotovoltaik bedingt. Die Kernenergie bleibt unverändert bei ca. 2 GW.

Im «Sun»-Szenario kommt es aufgrund des starken Ausbaus der Photovoltaik auf 15,6 GW zu einem Anstieg der installierten Kraftwerksleistung auf 37,1 GW. Dem steht ein Ausstieg aus der Kernkraft gegenüber. Der Anteil der Photovoltaik an der gesamten installierten Kraftwerksleistung beträgt somit 42%.

In «Stagnancy» führt die anhaltende angespannte wirtschaftliche Lage ab 2025 dazu, dass kein Ausbau der Erneuerbaren erfolgt und die installierte Kraftwerksleistung bei 23,9 GW stagniert. Dies entspricht dem Wert aus «Slow Progress» für das Jahr 2025.

¹⁷ Für die Schweiz sind die Detailannahmen im Anhang aufgeführt, für die EU-Annahmen wird auf entsprechende Dokumente der ENTSO-E verwiesen.

Tabelle 4.6: Installierte Leistung 2035 – Schweiz

Installierte Leistung (MW)	2013	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
Photovoltaik	756	7 000	2 600	15 631	1 800
Wind	60	1 170	510	1 502	240
Sonstige Erneuerbare ^{T6}	243	1 352	620	2 634	489
Hydro ^{T7}	14 575	20 161	18 510	16 857	18 510
Sonstige Nicht-Erneuerbare ^{T8}	426	1 045	910	–	687
Gas	–	–	–	–	–
Kernenergie	3 278	–	2 135	–	2 135
Total	19 338	30 728	25 285	36 624	23 861

Quellen: BFE, Swissgrid, KW Betreiber, Umweltallianz (Sun Werte)¹⁸

4.3.1.1. Kernszenarien «On Track» und «Slow Progress»

Tabelle 4.6 zeigt die installierten Kapazitäten in der Schweiz für die verschiedenen Szenarien im Jahr 2035. Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Szenario «On Track» ist durch den anhaltend starken Ausbau der Photovoltaik und der Windkraft gekennzeichnet, deren Kapazitäten sich nahezu verdoppeln. Gegenüber dem Jahr 2025 wird zudem angenommen, dass die PSKW Rhodix und KWO+ fertiggestellt sind und dem Kraftwerkspark im Jahr 2035 zur Verfügung stehen.

Auch das Szenario «Slow Progress» verzeichnet einen weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien, wenn auch auf deutlich niedrigerem Niveau als bei «On Track». Gegenüber dem Jahr 2025 werden keine neuen Kraftwerke innerhalb der Schweiz in Betrieb genommen, aber auch keine Anlagen stillgelegt. So sind die Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen weiterhin in Betrieb. Waren die beiden Szenarien «On Track» und «Slow Progress» im Jahr 2025 hinsichtlich der installierten Leistung des Kraftwerksparks noch recht nah beieinander, so unterscheiden sich die Szenarien im Jahr 2035 deutlicher, was vor allem in der Entwicklung der Erneuerbaren Energien, dem Ausstieg aus der Kernenergie und den zusätzlichen PSKW im «On Track»-Szenario begründet ist.

4.3.1.2. Randszenarien «Sun» und «Stagnancy»

Die Kapazitäten im «Sun»-Szenario basieren auf dem Ziel einer 100% Deckung des Strommixes in der Schweiz durch einheimische Erneuerbare Energien. Entsprechend beinhaltet dieses Szenario einen deutlichen Anstieg der Erzeugung Erneuerbarer Energien. Bis zum Jahr 2035 werden 15 631 MW Photovoltaik installiert. Zusätzlich kommt es zu einem Anstieg der installierten Kapazität zur Stromerzeugung aus Wind, Biomasse und Geothermie. Insgesamt stehen Windkraftanlagen mit 1 502 MW, Biomasse- und Biogasanlagen mit 1 634 MW und Geothermieanlagen mit 1 000 MW zur Verfügung. Entsprechend dem Ziel, 100% des Stroms aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen, vollzieht die Schweiz den Ausstieg aus der Kernenergie und baut in diesem Szenario keine Kraftwerke zur Stromproduktion aus konventionellen Brennstoffen. Bei der Wasserkraft findet ein Zubau um 2 282 MW statt, der unter dem der anderen Szenarien liegt. Getrieben wird der Zubau gegenüber 2013 durch die drei im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke Nant de Drance, Linth Limmern und

¹⁸ Die Erzeugungskapazitäten für Erneuerbare Energien im Jahr 2035 stammen aus den Szenarien der BFE Energieperspektiven. Die Annahmen zu Grosskraftwerken wurden hingegen auf Grundlage der KWB Umfrage festgelegt, wobei für «Stagnancy» diese um eigene Annahmen seitens Swissgrid ergänzt wurden. Abweichend von den anderen Szenarien stammen die Annahmen für das «Sun»-Szenario von der Umweltallianz.

^{T6} Dazu gehören: Geothermie, Biomasse, Biogas, Abwasserreinigungs-Anlagen (ARA) und 50% der Kehrichtverbrennungs-Anlagen (KVA).

^{T7} Dazu gehören zusätzlich zum heutigen Stand: Nant de Drance, Linth Limmern, Grimsel 1E und Veytaux sowie weitere kleinere Projekte. Für «On Track» kommen zusätzlich zusätzlich Rhodix, Lago Bianco und Grimsel hinzu.

^{T8} Dazu gehören: Neue fossile Wärme-Kraft-Kopplungs Anlagen (WKK) und die anderen 50% der Kehrichtverbrennungs-Anlagen (KVA).

Veytaux. Insgesamt tragen damit Laufwasserkraftwerke mit 4,23 GW und Speicherkraftwerke mit 12,6 GW zur installierten Leistung von rund 16,9 GW bei.

Das «Stagnancy»-Szenario beschreibt im Gegensatz zum «Sun»-Szenario eine Welt, in der die anhaltende wirtschaftliche Krise die Transformation des Energiesektors hin zu mehr Nachhaltigkeit verhindert. Stattdessen wird weiterhin auf bestehende konventionelle Kraftwerke gesetzt. Im Kraftwerkspark äussert sich dieser Trend darin, dass es zu keinen weiteren Kraftwerksinvestitionen nach 2025 kommt. Insbesondere wird die Förderung von Erneuerbaren Energien eingestellt, wodurch Photovoltaik-, Wind- und Biomassekapazitäten auf dem Niveau von 2025 stagnieren. Der Schweizer Kraftwerkspark im «Stagnancy»-Szenario entspricht daher dem des «Slow Progress 2025»-Szenarios.

4.3.2. Stromverbrauch – Schweiz

Die Daten für den Stromverbrauch in der Schweiz basieren für die Kernszenarien weiterhin auf den Szenarien der Energiestrategie 2050 («Neue Energiepolitik» für «On Track» und «Weiter-wie-bisher» für «Slow Progress») und für das «Sun»-Szenario auf Angaben der Umweltallianz. Für das «Stagnancy»-Szenario wird von einem Stromverbrauch ca. 5% unter dem «Slow Progress 2025»-Szenario ausgegangen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass durch die Stagnation der Wirtschaft auch der Stromverbrauch sinkt¹⁹. Der angegebene Stromverbrauch entspricht dem Endverbrauch inkl. Verlusten, wobei die Pumpenergie und der Eigenverbrauch der Kraftwerke nicht in den unten dargestellten Zahlen enthalten sind.

Tabelle 4.7: Stromverbrauch – Schweiz

	2013	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
Stromverbrauch (TWh)	64	59,3	69,8	62,8	66,1
Jahreshöchstlast (GW)	10,3	10,9	11,9	11,2	11,4

Quelle: BFE, Umweltallianz, Swissgrid

4.3.2.1. Kernszenarien «On Track» und «Slow Progress»

Der Stromverbrauch im Szenario «On Track» entspricht dem im BFE-Szenario «Neue Energiepolitik». Es weist im Jahr 2035 einen leicht niedrigeren Verbrauch auf als 2025. Getrieben wird der Rückgang in der Nachfrage durch weitere Energieeffizienzmassnahmen. Der Effekt der Energieeffizienzmassnahmen wird allerdings von neuen Stromanwendungen zum Teil kompensiert, sodass sich der Rückgang gegenüber 2025 auf 2,2 TWh beläuft. Zusätzliche Demand Side Management (DSM)-Massnahmen²⁰ sorgen dafür, dass ein Anstieg der Spitzenlast aufgrund von neuen Stromanwendungen auf 10,9 GW begrenzt wird.

Der Verbrauch im Szenario «Slow Progress» entspricht dem BFE-Szenario «Weiter-wie-bisher». Der Stromverbrauch steigt in diesem Szenario stark an, da keine zusätzlichen Effizienzmassnahmen ergriffen werden, die den Verbrauch senken könnten. Folglich steigt der

¹⁹ Das «Stagnancy»-Szenario orientiert sich an den Szenarien «On Track» und «Slow Progress» unter Berücksichtigung einer wirtschaftlichen Rezession nach 2025.

²⁰ DSM beinhaltet Massnahmen zur Nachfragesteuerung. Diese können so eingesetzt werden, dass der Verbrauch zur Spitzenlastzeiten reduziert wird und zu Zeiten mit geringerer Nachfrage nachgeholt wird. Das DSM-Potenzial wird nach Sommer, Winter und Übergangszeit sowie für Tag und Nacht differenziert. Für «On Track 2035» beträgt das Potential zur Lastverschiebung zwischen 2% der saisonalen Höchstlast in einer Sommernacht und 8% der saisonalen Höchstlast an einem Wintertag.

Stromverbrauch von 64 TWh im Jahr 2013, auf 67,2 TWh im Jahr 2025 und auf 69,8 TWh im Jahr 2035. In der Konsequenz steigt auch die Spitzenlast auf 11,9 GW.

4.3.2.2. Randszenarien «Sun» und «Stagnancy»

Der Verbrauch im Szenario «Sun» basiert auf den Angaben der Umweltallianz. Die Transformation des Schweizer Energiesystems hin zu 100% einheimischer, Erneuerbarer Energie zeichnet sich nicht nur im Kraftwerkspark ab, sondern wird auch beim Verbrauch sichtbar. Im Szenario wird ein hohes Bemühen zur Energieeffizienz unterstellt, sodass der angenommene Stromverbrauch im Vergleich zu heute trotz zusätzlicher Anwendungen im Heizungs- und im Mobilitätsbereich deutlich auf 62,8 TWh zurückgeht. Zur Erreichung dieser Ziele gehören insbesondere strenge energetische Anforderungen an neue Elektrogeräte und die durch staatliche Rahmenbedingungen ermöglichten Aktivitäten von Stromversorgungsunternehmen, die Stromeffizienz bei ihren Kunden zu steigern. Der Anstieg der Jahreshöchstlast wird durch DSM-Massnahmen²¹ nicht kompensiert. Damit steigt die Jahreshöchstlast weiter an und erreicht einen Wert von 11,15 GW.

Die Stromnachfrage im «Stagnancy»-Szenario wird durch zwei gegenläufige Trends bestimmt. Auf der einen Seite bleiben Investitionen in Energieeffizienzmassnahmen aus, auf der anderen Seite sorgt die anhaltende wirtschaftliche Krise für eine Stagnation der Stromnachfrage auf der Höhe von «Slow Progress 2025». Für das Szenario wird deshalb mit einem Jahresverbrauch von 66,1 TWh und einer Spitzenlast von 11,4 GW gerechnet.

4.3.3. Net Transfer Capacities – Schweiz

Tabelle 4.8 zeigt für die Kern- und Randszenarien die im Marktmodell angenommenen NTC der an die Schweiz grenzenden Länder für das Jahr 2035 sowie zum Vergleich die aktuellen NTC-Werte für die Schweiz.

Tabelle 4.8: Net Transfer Capacities 2035 – Schweiz

NTC (MW)	2013	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
NTC Norden Import					
Winter	5 274	8 600	7 500	7 500	7 500
Sommer	5 074	8 600	7 500	7 500	7 500
NTC Norden Export					
Winter	6 300	9 740	8 640	8 640	8 640
Sommer	6 300	9 740	8 640	8 640	8 640
NTC Italien Import					
Winter	1 810	3 110	2 010	2 010	2 010
Sommer	1 440	2 740	1 640	1 640	1 640
NTC Italien Export					
Winter	4 240	5 540	4 440	4 440	4 440
Sommer	3 420	4 720	3 620	3 620	3 620

Quelle: Swissgrid

Für die Kernszenarien «On Track» und «Slow Progress» wurden gegenüber dem Jahr 2025 keine weiteren Veränderungen vorgenommen, um die Bewertung der für das Jahr 2025 geplanten Projekte nicht zu verwässern. Zudem zeigt sich Swissgrid auch langfristig dem Effizienzgrundsatz verpflichtet, d.h., nimmt nur Netzerweiterungen vor, die notwendig sind, um das Netz technisch sicher und kosteneffizient betreiben zu können.

21 Für «Sun 2035» beträgt das Potenzial zur Lastverschiebung gemäss den Annahmen der Umweltallianz immer 9,7% der saisonalen Höchstlast.

Für die beiden Randszenarien, mit deren Hilfe die Robustheit und die Nachhaltigkeit der vorgeschlagenen Netzerweiterungsmassnahmen geprüft wird, wurden folgende Annahmen getroffen:

- » Das «Sun»-Szenario orientiert sich hinsichtlich der NTC trotz starkem Ausbau an Erneuerbaren Energien an den niedrigeren NTC des Szenarios «Slow Progress». Grund dafür ist der Kerngedanke des Szenarios, dass ein möglichst unabhängiges Schweizer Energiesystem geschaffen werden soll und so keine weitere Erhöhung der in 2025 gegebenen NTC erforderlich ist.
- » «Stagnancy» orientiert sich ebenfalls an den NTC des Szenarios «Slow Progress» aus dem Jahr 2025. Die Begründung liegt hier jedoch an mangelnden Investitionen in den Ausbau von Interkonnektoren aufgrund der schwachen Konjunktur und des langsamen Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

4.3.4. Brennstoffpreise und CO₂-Preise

Wie schon für die Schätzung der Brennstoffpreise für das Jahr 2025 nimmt Swissgrid auch für die Szenarien im Jahr 2035 keine eigene Schätzung vor, sondern verwendet Schätzungen des IEA WEO.

Tabelle 4.9: Brennstoffpreise und CO₂-Preise

Brennstoff- und CO ₂ -Preise ^{T9/10}	Einheit	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
Nuklear	€/MWh	1,36	1,36	1,36	1,36
Steinkohle	€/MWh	8,84	14,14	19,48	9,38
Braunkohle	€/MWh	1,58	1,58	1,58	1,58
Gas	€/MWh	25,32	37,34	53,03	21,64
Leichtöl	€/MWh	62,44	93,18	73,16	48,92
Schweröl	€/MWh	36,87	55,02	43,18	28,97
Schieferöl	€/MWh	8,28	8,28	8,28	8,28
CO ₂ -Preis	€/t	97,50	23,40	80,00	5,76

Quelle: WEO (2013), TYNDP (2014), Umweltallianz

Die Annahmen zu den Brennstoffpreisen für das Szenario «On Track» stammen wie für 2025 aus dem IEA WEO-Szenario «450 Scenario», die Brennstoffpreise im «Slow Progress»-Szenario aus dem IEA WEO-Szenario «Current Policy Scenario». Die Preise für nukleare Brennstoffe, Braunkohle und Schieferöl sind für beide Kernszenarien und über die Zeit hinweg konstant. Unterschiede zeigen sich vor allem im Bereich der Steinkohle, Gas, Leicht- und Schweröle sowie dem CO₂-Preis.

Die Annahmen des «Sun»-Szenarios basieren auf Angaben der Umweltallianz. Das Szenario zeichnet sich insbesondere durch einen relativ hohen CO₂-Preis von 80€/t aus, welcher den politischen Willen zur Förderung der Erneuerbarer Energien widerspiegelt. Zudem wird von einem starken Anstieg der Gas- und Kohlepreise ausgegangen – passend zur unterstellten Abkehr von einer Stromerzeugung auf Basis konventioneller Erzeugung und unter Berücksichtigung der internationalen politischen Bemühungen, externe Kosten in den Preis zu integrieren.

Die Entwicklung der Brennstoffpreise im «Stagnancy»-Szenario orientieren sich dagegen an den heutigen Brennstoffpreisen. Die Brennstoffpreise für Steinkohle, Gas, Leicht- und

T9 Preise ausgedrückt als reale Preise frei Kraftwerk.

T10 Für Braunkohle existieren aufgrund der geringen Energiedichte keine überregionalen Brennstoffmärkte. Daher werden Gesteungskosten angesetzt, die ihrerseits wiederum teilweise von den Energiepreisen anderer Primärenergieträger abhängig sind.

Schweröl sowie der CO₂-Preis basieren auf dem Durchschnittspreis des Jahres 2014 und fallen aus diesem Grund deutlich niedriger aus. Grund hierfür ist eine im Szenario unterstellte Stagnation der (Welt-)Wirtschaft.

4.3.5. Nachbildung des Auslands

Die Schweiz bleibt 2035 weiterhin eng mit dem europäischen Stromsystem verknüpft. Die Annahmen zum Schweizer Energiesystem werden daher durch Annahmen bezüglich des Auslands ergänzt. Dies geschieht für alle Länder des ENTSO-E-Netzverbundes.

Tabelle 4.10: Nachbildung Ausland für das Jahr 2035

Nachbildung Ausland	2035	
	«On Track»	«Slow Progress»
Erzeugungskapazitäten	ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 3, für Wind & Solar Vision 4	ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 1, für Wind & Solar angepasst gemäss SG-Annahmen
Stromverbrauch	angepasst auf Basis von ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 3	angepasst auf Basis von ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 1
NTC	ENTSO-E TYNDP 2014	ENTSO-E TYNDP 2014

Nachbildung Ausland	2035	
	«Sun»	«Stagnancy»
Erzeugungskapazitäten	ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 3, Wind&Solar Vision 4	«Slow Progress 2025», Gas reduziert gemäss Swissgrid-Annahmen
Stromverbrauch	angepasst auf Basis von ENTSO-E TYNDP 2014, Vision 3	+2% Steigerung gegenüber 2013, Swissgrid Annahme
NTC	ENTSO-E TYNDP 2014	ENTSO-E TYNDP 2012

Im Unterschied zu den Annahmen für das Stützjahr 2025 basieren die Annahmen für das Stützjahr 2035 grösstenteils auf dem ENTSO-E TYNDP 2014.

» **Erzeugungskapazitäten im Ausland** – Für die Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks wurde mangels eigener Angaben der Umweltallianz-Verbände auf schon bestehende Energieszenarien der ENTSO-E zurückgegriffen. Bis auf Solar- und Windanlagen basieren die getroffenen Annahmen zu den Erzeugungskapazitäten im «On Track»- und «Sun»-Szenario auf denen der ENTSO-E TYNDP 2014 Vision 3. Wegen dem stark gesteigerten Ausbau der Solar- und Windenergieanlagen wurden hier die Angaben des ambitioniertesten ENTSO-E Szenarios, der Vision 4, verwendet.

Die Annahmen im Szenario «Slow Progress» stammen dagegen aus dem ENTSO-E TYNDP 2014 Vision 1, wobei die Annahmen zum Ausbau von Wind und Solar durch Swissgrid angepasst wurden. Die Änderung besteht darin, dass installierte Kapazität von Wind und Solar leicht erhöht wurde.

Für das «Stagnancy»-Szenario wurden eigene Annahmen getroffen, wonach der Stromverbrauch im Ausland mit 2% ansteigt, ausgehend vom Niveau in 2013. Die Annahmen zu Kraftwerkskapazitäten sind identisch mit denen im Szenario «Slow Progress 2025» mit Ausnahme der Gaskraftwerke. Es wird angenommen, dass die ineffizienten Gaskraftwerke stillgelegt werden. Somit liegt die gesamte Kapazität der Gaskraftwerke unter «Slow Progress 2025». Damit bildet dieses Szenario auch für das Ausland eine Stagnation der Kraftwerkskapazitäten ab.

» **NTC Ausland** – Die Konsistenz der Szenarien bezüglich der Entwicklung der Interkonnektoren im Ausland wurde durch Verwendung der Annahmen aus dem ENTSO-E TYNDP 2014 und 2012 gesichert²².

²² Im Gegensatz zum Stützjahr 2025 bei dem auf den TYNDP 2012 zurückgegriffen wurde, wird hier der TYNDP 2014 verwendet, da dieser einen Ausblick beinhaltet, der sich zeitlich näher am Stützjahr befindet.

Die hier präsentierten Annahmen wurden in das Swissgrid Marktmodell implementiert. Aus den Marktsimulationen resultiert der für die Netzplanung relevante Einsatz der Kraftwerke sowie die darauf basierenden internationalen Stromflüsse.

5. Markt- und Netz- simulation

In diesem Kapitel werden zunächst die wesentlichen Ergebnisse der Marktsimulation dargestellt. Auf ihrer Grundlage werden zukünftige Betriebssituationen für das Schweizer Übertragungsnetz definiert, welche anschliessend mithilfe der Netzsimulation analysiert werden, um erforderliche Netzerweiterungsmassnahmen zu identifizieren.

5.1. Marktsimulation der Szenarien 2025

► In Kürze:

Der angenommene Produktionsmix in der Schweiz lässt sich kennzeichnen durch:

- » **Aussenhandelssaldo** – In «On Track» wird die Schweiz zum Netto-Exporteur (8 TWh/a). Aufgrund der hohen CO₂-Preise und der steigenden Stromnachfrage in Europa ist die Erzeugung aus Wasserkraft und Kernenergie attraktiv. Im Szenario «Slow Progress» ist die Schweiz Netto-Importeur (ca. 3 TWh/a).
- » **Wasserkraft** – In «Slow Progress» kommt es zu einem leicht höheren Einsatz an Pumpspeichern im Alpenraum als im Szenario «On Track», da in Letzterem die flexibleren Gaskraftwerke in Konkurrenz zu den Pumpspeichern treten, während die Pumpspeicher in «Slow Progress» die trägeren Kohlekraftwerke ergänzen.
- » **Kernkraft** – In «On Track» und «Slow Progress» werden die vorhandenen Kernkraftwerke in der Schweiz stark ausgelastet.

Dies bedingt den folgenden Energieaustausch der Schweiz mit den Nachbarregionen:

- » **Handel mit Frankreich** – In beiden Szenarien exportiert Frankreich grosse Energiemengen in die Schweiz.
- » **Handel mit Italien** – Das Pendant zum Exporteur Frankreich ist der Stromhandel der Schweiz mit Italien. In beiden Szenarien exportiert die Schweiz ca. 20–25 TWh/a nach Italien.
- » **Handel mit Deutschland / Österreich** – In «On Track» reduziert sich der Nettoaustausch der Schweiz mit DE/AT auf nahezu null, während in «Slow Progress» die Schweiz teils als Transitstrecke von Deutschland nach Italien genutzt wird.

Die Strompreise steigen in beiden Szenarien im Vergleich zu heute an. Im Szenario «On Track» liegt der Basispreis (sog. Base Price) in der Schweiz bei 80 EUR/MWh, im Szenario «Slow Progress» liegt er bei 68 EUR/MWh.

Die relevanten Ergebnisse der Marktsimulation für die Netzplanung lassen sich unterteilen in Angaben zum Kraftwerkseinsatz, dem Energieaustausch der Schweiz mit Nachbarregionen sowie der Preisentwicklung, die nachfolgend jeweils kurz dargestellt werden.

5.1.1. Produktionsmix Schweiz und Europa

Die Marktmodellierung liefert für den in Kapitel 4 dargestellten Kraftwerkspark die geschätzte stunden- und anlagenscharfe Auslastung für die Erzeugungsanlagen in Europa und der Schweiz für 2025. Diese Informationen gehen in einem nachfolgenden Arbeitsschritt hochaufgelöst in die Netzanalysen ein.

Für das bessere Verständnis der wesentlichen Effekte und Entwicklungen in den Kernszenarien 2025 werden nachfolgend die Produktionszahlen jährlich aggregiert und – nach Brennstoff kategorisiert – für die wichtigsten Modellregionen ausgewiesen. Abbildung 5.1 illustriert die Produktionsmengen in der Schweiz, differenziert nach Primärenergiequelle für beide Kernszenarien im Jahr 2025. Die Unterschiede im Produktionsmix in beiden Szenarien reflektieren die Unterschiede im Erzeugungspark, der Stromnachfrage und insbesondere der Brennstoffpreise in den Szenarien.

Produktionsmix CH 2025

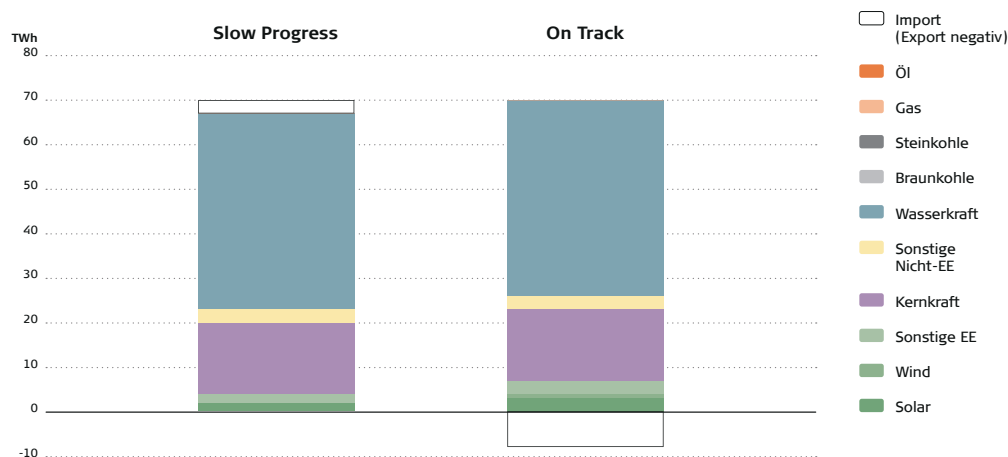


Abbildung 5.1: Produktionsmix für die Schweiz in «On Track» und «Slow Progress 2025»

Folgende Entwicklungen beim Schweizer Produktionsmix lassen sich beobachten:

Aussenhandelsaldo – Hier sind deutliche Unterschiede zwischen den beiden Szenarien erkennbar:

- » Im Szenario «On Track» wird die Schweiz zum Netto-Exporteur (8 TWh/a). Aufgrund der hohen CO₂-Preise und der steigenden Stromnachfrage in Europa ist die Erzeugung aus Wasserkraft und Kernenergie attraktiv. Zudem wird im «On Track»-Szenario bei einer mehr oder weniger konstanten inländischen Stromnachfrage (61,5 TWh/a) ein deutlich höherer Ausbau an Erneuerbaren Energien als im «Slow Progress»-Szenario unterstellt («On Track»: 4,6 TWh vs. «Slow Progress»: 2,2 TWh).
- » Im Szenario «Slow Progress» ist die Schweiz Netto-Importeur (ca. 3 TWh/a). Primär kohlebasierte Erzeugung aus Deutschland wird in die Schweiz und über die Schweiz nach Italien exportiert. Sie hilft den deutlich höheren inländischen Stromverbrauch (67,2 TWh/a) zu decken.
- » **Wasserkraft** – Im Szenario «Slow Progress» kommt es zu einem leicht höheren Einsatz an Pumpspeichern im Alpenraum als im Szenario «On Track», weil in Letzterem die flexibleren Gaskraftwerke in Konkurrenz zu den Pumpspeichern treten, während die Pumpspeicher in «Slow Progress» die trägeren Kohlekraftwerke ergänzen. Insgesamt liegt die Auslastung der Pumpen in der Schweiz wie auch in anderen Modellregionen in beiden Szenarien deutlich unter den heute zu beobachtenden circa 1 000 Stunden pro Jahr (rund 300 h/a im Szenario «On Track» bzw. 500 h/a im Szenario «Slow Progress»). Dies ist nicht zuletzt durch den internationalen Netzausbau und die analog zum SO&AF 2014 unterstellte Errichtung von Gaskraftwerken in Europa bedingt, die zusätzliche Flexibilität im europäischen Stromsystem bereitstellen¹. Des Weiteren sind die Preisvolatilitäten generell niedrig in beiden Szenarien². Die Erzeugung aus Wasserkraft (insbesondere Reservoir- und Laufwasser) nimmt mit rund 44 TWh/a jedoch weiterhin eine wesentliche Rolle in der Schweiz ein.

1 Die Auslastung der Pumpen in der Schweiz liegt heute bei ca. 1 000 h/a. Die Differenz zu den im Modell ermittelten Werten ist zum einen wie beschrieben auf die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zurückzuführen, im reduzierten Ausmass aber auch darauf, dass weitere Erlösoptionen neben dem Ausgleich von Volatilität in Nachfrage und Produktion (z.B. Arbitrage zwischen Day-Ahead und Intraday Markt) im Modell nicht abgebildet sind.

2 Die hohen CO₂-Preise im «On Track 2025»-Szenario führen dazu, dass die kurzfristigen Grenzkosten von Steinkohlekraftwerken und Gaskraftwerken sehr nahe aneinander liegen – somit kommt es am Grosshandelsmarkt in vielen Stunden trotz schwankender Stromnachfrage nur zu kleinen Preisdifferenzen (siehe Abbildung 5.5).

- » **Kernenergie** – In beiden Szenarien werden die vorhandenen Kernkraftwerke in der Schweiz stark ausgelastet und produzieren rund 16 TWh/a.

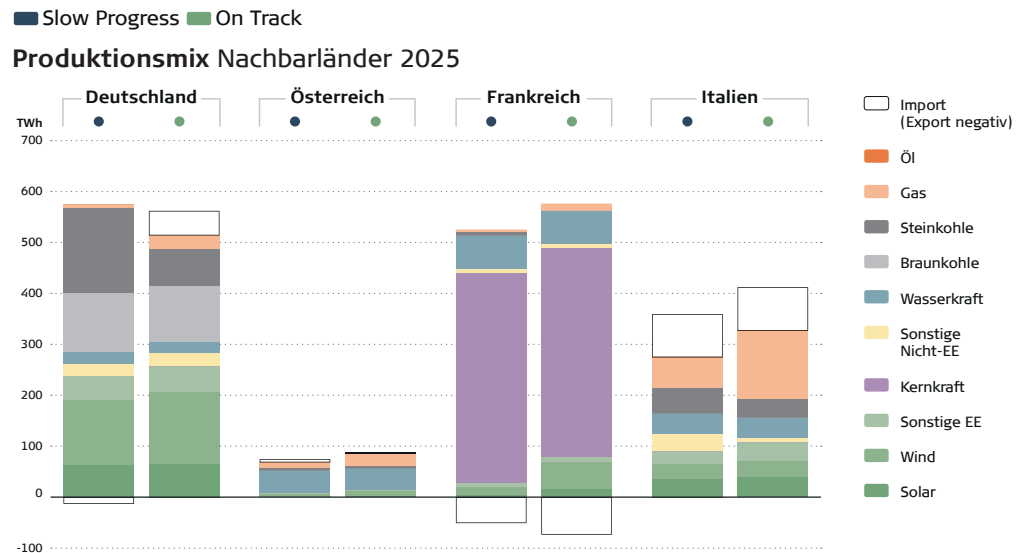


Abbildung 5.2: Produktionsmix für CH-Nachbarländer in «On Track» und «Slow Progress 2025»

Mit Blick auf den Produktionsmix im benachbarten Ausland lässt sich Folgendes feststellen:

- » **Braunkohle** – Die Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland ist in beiden Szenarien ähnlich gross (rund 109 bis 115 TWh/a). Aufgrund der Vorteile bei den Brennstoffkosten für Braunkohle führen die hohen CO₂-Preise von 50 EUR/t noch nicht zu einer deutlichen Reduktion der Erzeugung aus Braunkohlebestandskraftwerken. Allerdings reduziert sich deren Gewinn deutlich, sodass der Neubau von Braunkohlekraftwerken langfristig unattraktiver wird.
- » **Steinkohle** – Hier manifestiert sich der hohe CO₂-Preis im «On Track»-Szenario: Steinkohlebasierte Erzeugung wird durch gasbasierte Stromerzeugung verdrängt. Wie auch der Energieaustausch zwischen den Ländern zeigt, hat dies deutliche Auswirkungen auf den Transitbedarf, z.B. aus Deutschland nach Italien. Deutschland, mit einem kohleintensiven Erzeugungsmix, wird im Szenario «On Track» zum Netto-Importeur (ca. 48 TWh/a), wohingegen es im Szenario «Slow Progress» noch als Netto-Exporteur agiert (ca. 13 TWh/a). Diese Änderungen im Transitbedarf Deutschland-Italien haben wiederum eine Auswirkung auf die Transportaufgabe für das Schweizer Übertragungsnetz.
- » **Gaskraftwerke** – Aufgrund des höheren CO₂-Preises ist die gasbasierte Erzeugung im «On Track»-Szenario in allen Ländern rund um die Schweiz deutlich über dem «Slow Progress»-Szenario.
- » **Erneuerbare Energien** – Die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien liegt im Szenario «On Track» deutlich über der Erzeugung im «Slow Progress»-Szenario. Insbesondere die volatile Windstromerzeugung hat einen höheren Einfluss im «On Track»-Szenario.
- » **Kernenergie** – Die Stromerzeugung aus französischen Kernkraftwerken ist in beiden Szenarien ähnlich hoch (410 TWh/a). Deutschland ist in beiden Szenarien aus der Kernkraft ausgestiegen.

- » **Stromausgleichsbilanzen** – Der Stromausgleich der einzelnen Länder unterscheidet sich stark in den beiden Szenarien:
 - » **Deutschland** ist im Szenario «On Track» u.a. infolge der hohen CO₂-Preise Netto-Importeur und im Szenario «Slow Progress» dank kostengünstiger Kohlestromerzeugung Netto-Exporteur. Selbst aus der Schweiz erfolgt im «On Track»-Szenario ein Netto-Export nach Deutschland.
 - » **Frankreich** bleibt immer Netto-Exporteur, profitiert aber von hohen CO₂-Preisen (und verdrängt damit u.a. deutschen Kohlestrom) sowie höheren Ausbauraten für Erneuerbare Energien im Szenario «On Track».
 - » **Italien** ist in beiden Szenarien Netto-Importeur. Allerdings profitieren italienische Gaskraftwerke tendenziell von hohen CO₂-Preisen in Europa, sodass die Netto-Importeure nach Italien im Szenario «On Track» leicht abnehmen.
 - » **Österreich** wird im Szenario «On Track» zum Netto-Exporteur, da auch österreichische Gaskraftwerke von hohen CO₂-Preisen profitieren. Die zusätzlichen Wasserkraftwerke (in der Planung 2025 vor allem Pumpspeicher) tragen aufgrund geringerer Auslastung kaum zu diesem Effekt bei.

5.1.2. Energieaustausch der Schweiz mit den Nachbarregionen

Der Erweiterungsbedarf des Schweizer Stromübertragungsnetzes wird auch durch die Import- und Exportströme beeinflusst. Für die Netzentwicklung hat insbesondere der resultierende Stromausgleich der Schweiz mit den Nachbarländern eine Bedeutung. Abbildung 5.3 zeigt die Austauschenergiemengen der Schweiz nach den benachbarten Ländern. Die Länder Deutschland, Frankreich und Österreich wurden dabei als «DACH» zusammengefasst:

■ «On Track» ■ «Slow Progress» ■ IST-Wert (2013)

Nettoaustausche in TWh

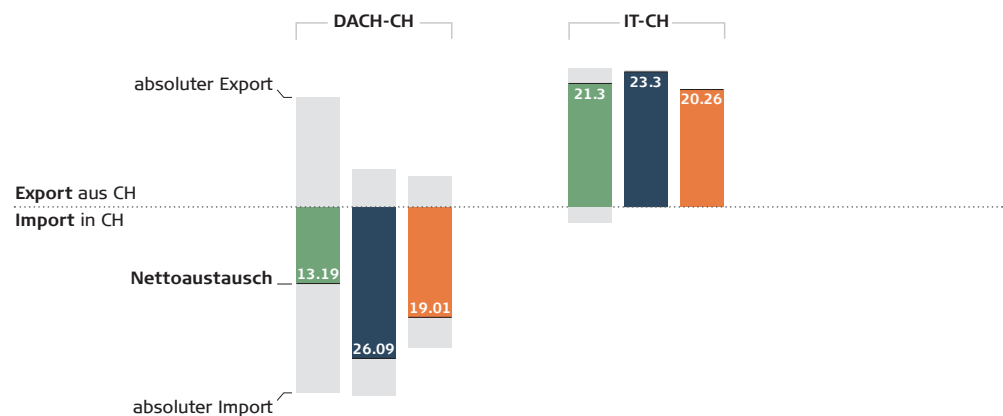


Abbildung 5.3: Energieaustausch «On Track» und «Slow Progress» mit DACH und FR

Folgende Effekte sind zu beobachten:

- » **Handel mit Frankreich** – In beiden Szenarien exportiert Frankreich grosse Energiemengen in die Schweiz³. Dieser Export Richtung Schweiz ist vergleichsweise robust

3 Bestehende Long Term Contracts (LTC) sind nicht Teil der Modellierung.

und wird auch zukünftig einen wesentlichen Bestandteil der Versorgungsaufgabe des Schweizer Übertragungsnetzes darstellen.

- » **Handel mit Italien** – Das Pendant zum Exporteur Frankreich ist der Stromhandel der Schweiz mit Italien. In beiden Szenarien exportiert die Schweiz ca. 20– 25 TWh/a nach Italien und bleibt somit eine Stromdrehscheibe.
- » **Handel mit Deutschland / Österreich** – Beim Stromhandel mit Deutschland / Österreich unterscheiden sich beide Kernszenarien 2025 deutlich:
 - » Im **Szenario «On Track»** reduziert sich der Nettoaustausch der Schweiz mit DE/AT auf nahezu null. Das heisst, die Schweiz fungiert als sogenannter «Swing Supplier», der sowohl Strom aus Deutschland und Österreich aufnimmt (z.B. in Stunden mit hoher Windstromeinspeisung) als auch nach Deutschland und Österreich exportiert (z.B. in Stunden mit geringer Windstromerzeugung in Deutschland). Insgesamt exportiert die Schweiz im Szenario «On Track» mehr nach Deutschland, als sie importiert. Gleiches gilt auch für Österreich, wenngleich die Differenz in diesem Fall sehr gering ist.
 - » Im **Szenario «Slow Progress»** wird das Schweizer Übertragungsnetz stark für den Transit von deutschem Kohlestrom (zusätzlich zum französischen Kernenergiestrom) nach Italien genutzt, auch wenn es ebenfalls in einigen (windarmen) Stunden zu Exporten nach Deutschland kommt. Auch die Importe aus Österreich in die Schweiz übersteigen deutlich die Importe von Österreich aus der Schweiz.

Die oben dargestellten jährlichen Ergebnisse zum Stromaustausch zwischen den Ländern resultieren in der in Abbildung 5.4 dargestellten Auslastung der vorhandenen Austauschkapazitäten (NTC) an den Schweizer Grenzen. Dargestellt ist die prozentuale Auslastung der Schweizer Austauschkapazitäten mit den Nachbarregionen auf Basis der in den Szenarien modellierten NTC (d.h. für «On Track» mit je nach Grenze 1000– 1100 MW höheren NTC). Der positive Bereich der vertikalen Achse beschreibt die Exporte aus der Schweiz hin zur DACH-Region bzw. nach Italien. Umgekehrt beschreibt der negative Bereich der vertikalen Achse die Importe aus den jeweiligen Regionen in die Schweiz. Auf der horizontalen Achse ist der Anteil der Betriebszeit in Prozent abgebildet. Hieraus ergibt sich beispielsweise, dass die Austauschkapazitäten im Jahr 2013 in 90 % der Zeit genutzt wurden, um Strom aus der DACH-Region in die Schweiz zu importieren.

Der in beiden Szenarien zu beobachtende Stromtransit DACH/IT spiegelt sich in einer vergleichsweise hohen Auslastung der NTC Kapazitäten vom DACH in die Schweiz und von der Schweiz nach Italien wider. Bei einer länderspezifischen Betrachtung der DACH Stromflüsse zeigt sich, dass insbesondere die Importkapazitäten aus Frankreich in beiden Szenarien in ähnlicher Form genutzt werden. Bei den Austauschkapazitäten an der Grenze Schweiz-Deutschland ist zu erkennen, dass im «Slow Progress»-Szenario die Importe in die Schweiz dominieren (44% aller Stunden des Jahres 2025 volle Importleistung), während im «On Track»-Szenario der Austausch deutlich volatiler ist und sowohl importiert als auch exportiert wird. Wie heute findet ein Grossteil der Importe in die Schweiz im Winter statt, wo die Verfügbarkeit der einheimischen Wasserkraft deutlich geringer ist als in den übrigen Jahreszeiten. Kritische Versorgungssituationen in der Schweizer Energiebilanz sind in keinem der Szenarien 2025 zu beobachten.

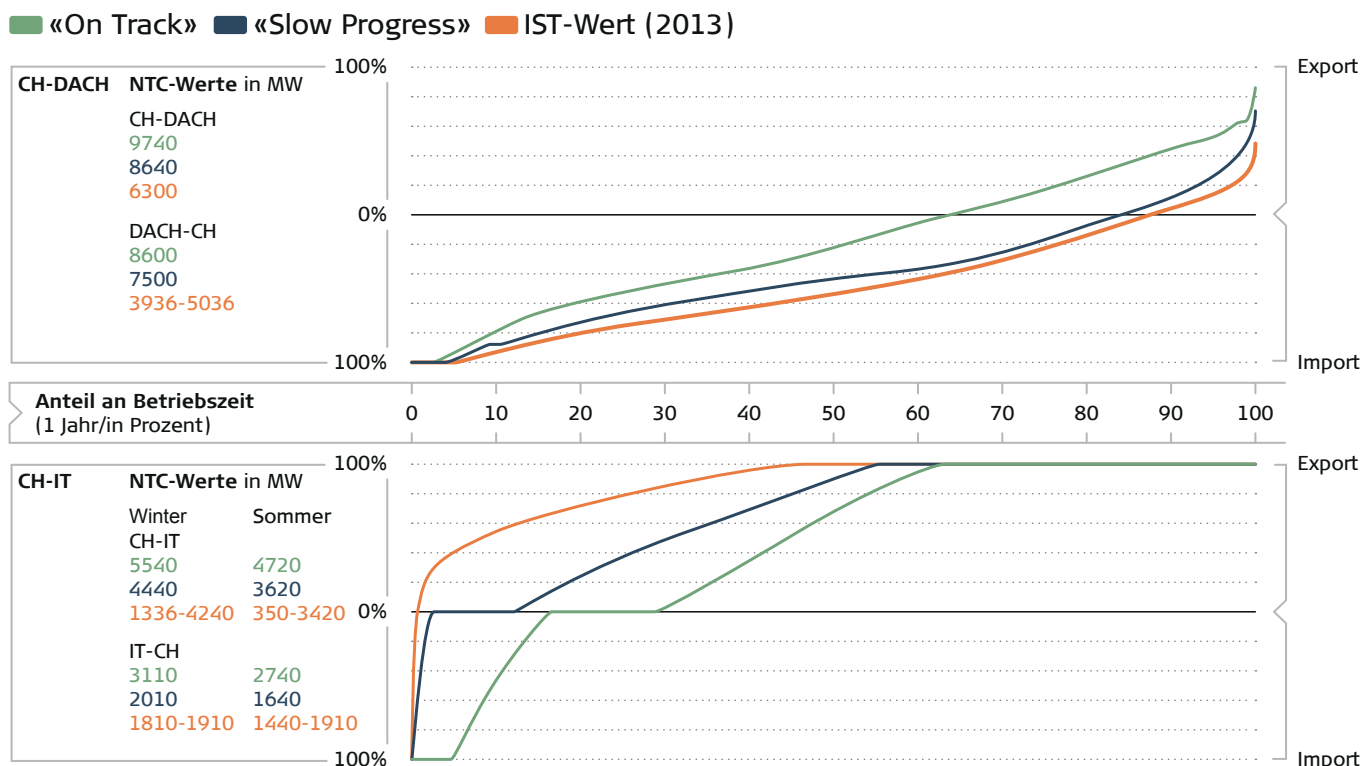


Abbildung 5.4: NTC-Auslastung am DACH und mit Italien

5.1.3. Preisentwicklung

Die Strompreisentwicklung in der Schweiz und den Nachbarregionen spielt eine wichtige Rolle bei der Netzerweiterungsplanung. Dies hat zwei Gründe:

- » **Leitungswert aus Arbitrage** – Strompreisdifferenzen zwischen Marktzone bestimmen den Transportbedarf zwischen diesen Regionen. Je höher eine Preisdifferenz ist und je häufiger sie vorkommt, desto wertvoller ist in der Regel eine Netzerweiterung an dieser Stelle (siehe Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse).
- » **Leitungswert aus vermiedenen Verlusten** – das Strompreisniveau bestimmt den Wert von Verlusten bei der Stromübertragung. Bei hohen Strompreisen (bzw. Stromerzeugungskosten) fallen Verluste stärker ins Gewicht als bei niedrigen Stromerzeugungskosten.

Abbildung 5.5 zeigt die Preisentwicklung in den Modellregionen für die beiden Szenarien 2025. Dargestellt ist eine sog. Preisdauerlinie⁴ für die Schweiz und die benachbarten Länder, die alle stündlichen Strompreise des Jahres aufsteigend sortiert zeigt:

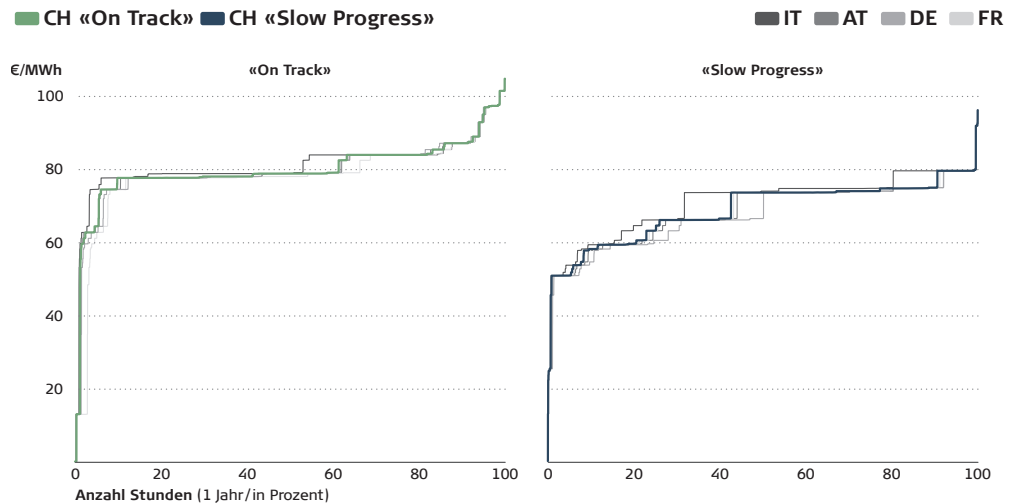


Abbildung 5.5: Grenzkostendauerlinien für Kernszenarien 2025 mit DE, AT, IT und FR

In beiden Szenarien liegt das Strompreisniveau in den Modellregionen deutlich über den heutigen Strompreisen (derzeit rund 42 EUR/MWh). Im Szenario «On Track» liegt der Basispreis (sog. Base Price) in der Schweiz bei 80 EUR/MWh, im Szenario «Slow Progress» liegt der Base Price bei 68 EUR/MWh. Wesentlicher Preistreiber ist der höhere CO₂-Preis im Szenario «On Track».

Die hohen CO₂-Preise im «On Track»-Szenario resultieren in einer deutlich flacheren Preis-kurve, da sich Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken und Steinkohlekraftwerken annähern. Der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren (volatile Wind- und PV-Erzeugung) bewirkt aber auch, dass im Szenario «On Track» häufiger sehr geringe Preise beobachtet werden können.

Im Szenario «Slow Progress» kommt es insbesondere im Sommer zu erheblichen Preisdifferenzen zwischen DACH und Italien – dies ist ein deutliches Zeichen, dafür dass die verfügbaren Transitkapazitäten nach Italien in diesen Stunden voll ausgeschöpft werden⁵.

⁴ In realen Geldeinheiten (€), das Jahr nach Anzahl Stunden aufsteigend sortiert

⁵ Es stellt sich die Frage, ob dies bereits eine Netzerweiterung aus volkswirtschaftlicher Perspektive rechtfertigt – eine solche ist eine Frage der Häufigkeit der Engpässe und der dann anfallenden Preisdifferenzen. Diese Frage wird mithilfe der multikriteriellen CBA in Kapitel 7 adressiert.

5.2. Marktsimulation der Szenarien 2035

► In Kürze:

Der Produktionsmix in der Schweiz lässt sich kennzeichnen durch:

- » **Aussenhandelssaldo** – In den Kernszenarien setzt sich der Trend aus dem Jahr 2025 fort. Bei «On Track» bleibt die Schweiz auch im 2035 ein Netto-Exporteur, im Szenario «Slow Progress» wie schon in 2025 ein Netto-Importeur. Im Randszenario «Stagnancy» bedingen die veränderten Brennstoffpreise einen leicht veränderten Produktionsmix, was zu einem niedrigeren Netto-Import führt. Im Szenario «Sun» erzeugt die Schweiz 100% ihres Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien und hat deshalb nur einen saisonbedingten Netto-Importbedarf.
- » **Wasserkraft** – Die Erzeugung aus Wasserkraft ist in den beiden Kernszenarien nahezu gleich. Im Vergleich zu den Szenarien in 2025 ist die Erzeugung aus Wasserkraft allerdings nur minimal höher. Im Randszenario «Stagnancy» werden 43,3 TWh aus Wasserkraft erzeugt. Damit unterscheidet sich die Produktionsmenge nur unwesentlich von der in «Slow Progress 2025». Im «Sun»-Szenario werden demgegenüber 40,4 TWh aus Wasserkraft erzeugt. Angesichts der gleichzeitig niedrigen Erzeugungskapazität bedeutet dies, dass die bestehenden Kraftwerke höher ausgelastet sind.
- » **Kernkraft** – In den Szenarien «On Track» und «Sun» wird bis 2035 der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen. In dem Kernszenario «Slow Progress» trägt sie mit 15,8 TWh (bzw. 22% des Schweizer Stromverbrauchs) weiter zur Versorgung bei. Im Randszenario «Stagnancy» ist die Erzeugung mit 16,3 TWh (bzw. 24% des jährlichen Schweizer Strombedarfs) sogar noch etwas höher.
- » **Erneuerbare Energien** – In «On Track» und in «Sun» wird die Erzeugung aus Solaranlagen nach der Wasserkraft die wichtigste Erzeugungsquelle. Die Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy» gehen von deutlich geringeren Erzeugungsmengen aus.

Dies bedingt den folgenden Energieaustausch der Schweiz mit den Nachbarregionen:

- » **Handel mit Frankreich** – In den Szenarien «On Track», «Slow Progress» und «Sun» importiert die Schweiz jeweils um die 20 TWh pro Jahr aus Frankreich. Exporte nach Frankreich finden dagegen kaum statt. Lediglich im «Stagnancy»-Szenario exportiert die Schweiz mehr nach Frankreich, als importiert wird.
- » **Handel mit Italien** – Der Austausch mit Italien zeigt ein robustes Bild für alle Szenarien. Die Schweiz bleibt wie heute und in 2025 Netto-Exporteur.
- » **Handel mit Deutschland / Österreich** – Während die Importe der Schweiz aus Deutschland und Österreich über alle vier Szenarien relativ konstant sind (zwischen 15 TWh und 20 TWh), weisen die Exporte aus der Schweiz grössere Schwankungen zwischen den Szenarien auf. Der Export beträgt in den Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy» lediglich 7 TWh bzw. 5,5 TWh. Demgegenüber ist er in den Szenarien «On Track» und «Sun» mit 21,2 TWh respektive 12,6 TWh deutlich erhöht.

Die Strompreise steigen in «On Track» und «Slow Progress» im Vergleich zu 2025 noch leicht an. Die Preise in «Stagnancy» liegen aufgrund geringerer Brennstoffkosten deutlich unter den beiden Kernszenarien, während in «Sun» die Preise über den Kernszenarien liegen.

Mit den in 5.1 dargestellten Methoden wurden auch für die vier Szenarien 2035 umfassende Marktsimulationen durchgeführt. Die Ergebnisse werden im Folgenden erläutert.

5.2.1. Produktionsmix Schweiz im Jahr 2035

Analog zu 5.1 werden nachstehend in Abbildung 5.6 und Abbildung 5.7 die Produktionsmengen jährlich aggregiert und nach Brennstoffen kategorisiert für die Schweiz und ihre Nachbarländer ausgewiesen.

Produktionsmix CH 2035

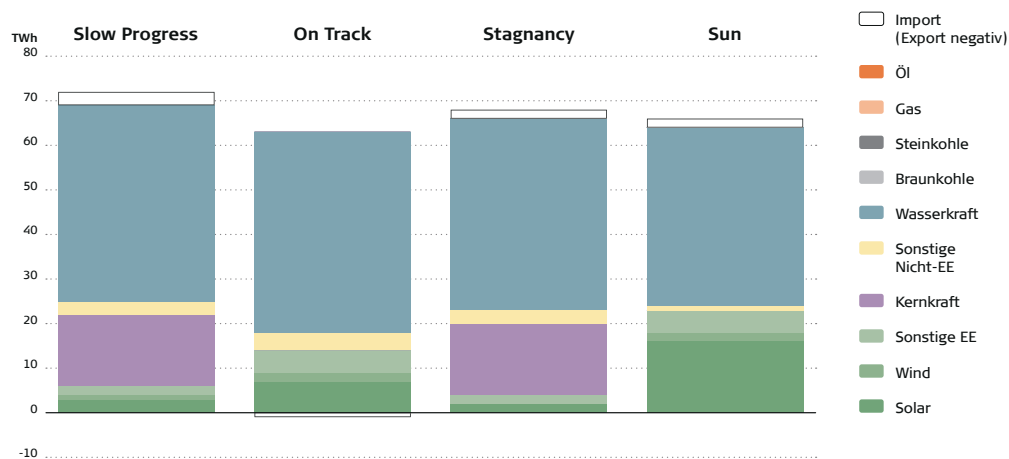


Abbildung 5.6: Produktionsmix für die Schweiz im Jahr 2035

Hinsichtlich der Entwicklung des Schweizer Produktionsmixes lässt sich feststellen:

- » **Erneuerbare Energien** – Der Beitrag der Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne ergibt sich aus den für die Szenarien getroffenen Annahmen. In «On Track» und in «Sun» wird die Erzeugung aus Solaranlagen nach der Wasserkraft die wichtigste Erzeugungsquelle. Insgesamt werden in «On Track» 13,8 TWh aus Erneuerbaren Energien erzeugt. Im «Sun»-Szenario ist die Menge mit 23 TWh noch höher. Die Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy» gehen von geringeren Erzeugungsmengen aus. Folglich liegt auch die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien unter dem Niveau von «On Track» und «Sun». Im Szenario «Slow Progress» werden insgesamt 5,7 TWh und in «Stagnancy» nur 4,0 TWh aus Erneuerbaren Energien gefördert.
- » **Wasserkraft** – Die Erzeugung aus Wasserkraft ist in den beiden Kernszenarien nahezu gleich. Sie beträgt in «On Track» 45,4 TWh und in «Slow Progress» 43,9 TWh. Der leicht höhere Wert im erstgenannten Szenario begründet sich durch das Vorhandensein zusätzlicher Pumpspeicherkraftwerke. Im Vergleich zu den Szenarien in 2025 ist die Erzeugung aus Wasserkraft allerdings nur minimal höher (43,6 TWh bzw. 43,8 TWh). Im Randszenario «Stagnancy» werden 43,3 TWh aus Wasserkraft erzeugt. Damit unterscheidet sich die Produktionsmenge nur unwesentlich von der in «Slow Progress 2025». Im «Sun»-Szenario werden demgegenüber 40,4 TWh aus Wasserkraft erzeugt. Angesichts der gleichzeitig niedrigen Erzeugungskapazität bedeutet dies, dass die bestehenden Kraftwerke deutlich höher ausgelastet sind.
- » **Kernenergie** – Die Erzeugung aus Kernkraft spielt nur noch in zwei Szenarien eine Rolle. In dem Kernszenario «Slow Progress» trägt sie mit 15,8 TWh (bzw. 22% des Schweizer Stromverbrauchs) zur Versorgung bei. Im Randszenario «Stagnancy» ist die Erzeugung mit 16,3 TWh (bzw. 24% des jährlichen Schweizer Strombedarfs) sogar noch etwas höher. In den Szenarien «On Track» und «Sun» wird dagegen bis 2035 der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen.

» **Aussenhandelssaldo:** In den Kernszenarien setzt sich der Trend aus dem Jahr 2025 fort. Bei «On Track» bleibt die Schweiz auch im Jahr 2035 ein Netto-Exporteur. Der Export geht allerdings bedingt durch die Stilllegung der Kernkraftwerke deutlich zurück. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und der leichte Rückgang der Stromnachfrage können die Produktionsmengen der Kernkraftwerke nur zum Teil kompensieren. Der Netto-Export sinkt damit von 8,1 TWh auf 1,5 TWh. Im Szenario «Slow Progress» bleibt die Schweiz wie schon in 2025 ein Netto-Importeur. Der höhere Stromverbrauch wird zum grössten Teil durch zusätzliche Erneuerbare Energien gedeckt. Da die Schweizer Kernkraftwerke in diesem Szenario in 2035 noch in Betrieb sind, erhöht sich der Netto-Import minimal auf 2,8 TWh.

Da die vorhandenen Produktionskapazitäten im Randszenario «Stagnancy» denen für «Slow Progress 2025» entsprechen, war auch für dieses Szenario mit einem Netto-Import zu rechnen. Die veränderten Brennstoffpreise sorgen allerdings für einen leicht veränderten Produktionsmix, was zu einem vergleichsweise niedrigeren Netto-Import von 1,6 TWh führt. Im Randszenario «Sun» erzeugt die Schweiz 100% ihres Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien und hat deshalb nur einen geringen Netto-Importbedarf von 1,6 TWh. Weitere Details zu Import und Export in den einzelnen Szenarien in Abbildung 5.8.

5.2.2. Produktionsmix Europa im Jahr 2035

Nachstehend ist in Abbildung 5.7 der Produktionsmix der direkten Nachbarländer für alle Szenarien des Jahres 2035 dargestellt.

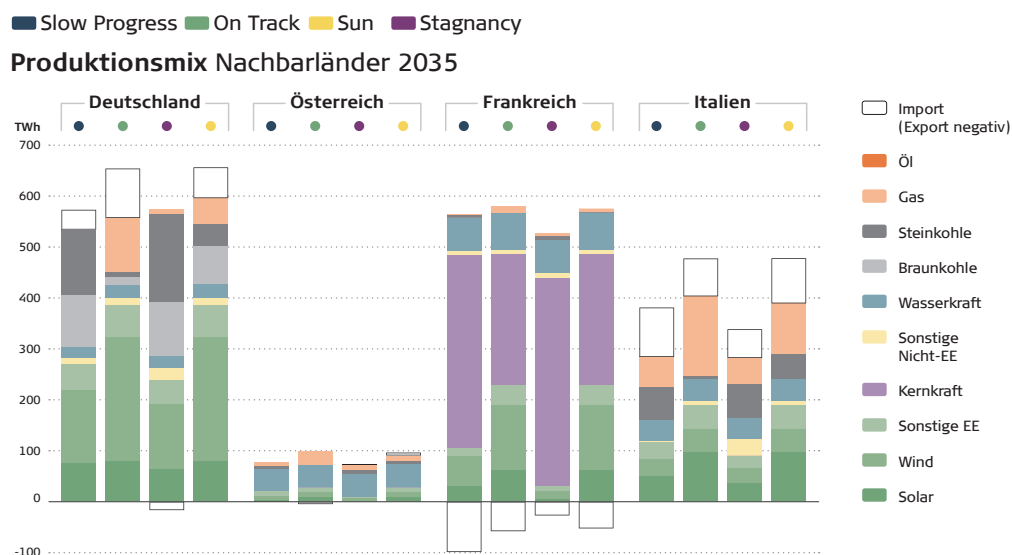


Abbildung 5.7: Produktionsmix für Nachbarländer der Schweiz im Jahr 2035

Mit Blick auf den Produktionsmix im benachbarten Ausland lässt sich Folgendes feststellen:

- » **Braunkohle** – Von den benachbarten Ländern spielt die Braunkohle nur in Deutschland eine signifikante Rolle. Ihr Beitrag zum Strommix unterscheidet sich allerdings aufgrund ihrer hohen CO₂-Intensität in den Szenarien deutlich:
 - » Lag die Produktion in beiden Kernszenarien im Jahr 2025 noch über 100 TWh, so zeigen sich im «On Track»-Szenario im Jahr 2035 die Auswirkungen der höheren CO₂-Preise. Die Erzeugung aus Gas wird günstiger als die Erzeugung auf Basis von Braunkohle. Folglich sinkt Letztere in Deutschland auf 16,3 TWh. Im Kernszenario «Slow Progress» bleibt der Brennstoffwechsel aus, wodurch die Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken zwar leicht zurückgeht, aber mit 102 TWh noch immer einen hohen Anteil an der Gesamtproduktion hat.
 - » Im «Stagnancy»-Szenario entsprechen die angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise dem heutigen Niveau. Aufgrund der niedrigen CO₂-Preise und dem vergleichsweise hohen Gaspreis kommt es nicht zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle. Stattdessen bewegt sich die Erzeugung mit 106 TWh ungefähr auf dem Niveau des Szenarios «Slow Progress».
 - » Im «Sun»-Szenario sind die CO₂-Preise mit 80€/t zwar deutlich höher gesetzt, dennoch reicht das Preisniveau in Kombination mit den Gaspreisen nicht aus, um einen Wechsel zu anderen Brennstoffen herbeizuführen. Es kommt lediglich zu einem mässigen Rückgang auf 76 TWh aus deutschen Braunkohlekraftwerken.
- » **Steinkohle** – Die Entwicklung der Erzeugung aus Steinkohle ähnelt aufgrund ihrer CO₂-Intensität der Erzeugung aus Braunkohle:
 - » Wie auch schon bei Braunkohle beobachtet werden konnte, kommt es im Szenario «On Track» bis zum Jahr 2035 zu einer Verschiebung hin zu gasbasierter Stromerzeugung. Davon ist auch der Betrieb von Steinkohlekraftwerken betroffen. In allen umliegenden Ländern geht die Erzeugung so weit zurück, dass Steinkohle nur noch eine untergeordnete Rolle spielt. In «Slow Progress» bleibt dieser Effekt aus. In Deutschland und Frankreich wird weniger Strom aus Steinkohle gewonnen, in Österreich und Italien steigt die Produktion dagegen an.
 - » Für «Stagnancy» ergeben sich im Vergleich zu «Slow Progress 2025» keine grossen Veränderungen. Die Steinkohleproduktion hat in Deutschland mit 172 TWh eine wichtige Rolle. In Frankreich bleibt die Produktion ebenfalls konstant, ist aber mit 8,9 TWh weiterhin von geringerer Bedeutung. In Italien und Österreich nimmt die Produktion aus Steinkohle dagegen leicht zu. Mit 66,8 TWh ist Steinkohle damit der wichtigste Energieträger für die Stromproduktion.
 - » Das «Sun»-Szenario zeichnet sich im Vergleich dazu durch einen niedrigen Steinkohleverbrauch aus. Die Stromgewinnung aus Steinkohle beträgt 42,6 TWh in Deutschland, 6,2 TWh in Österreich und 48 TWh in Italien. In Frankreich spielen Steinkohlekraftwerke mit 0,8 TWh kaum noch eine Rolle für die Stromproduktion.
- » **Gaskraftwerke** – Im Gegensatz zu Braun- und Steinkohlekraftwerke profitieren Gaskraftwerke von relativ hohen CO₂-Preisen, sind aber gleichzeitig auch stark vom jeweiligen Gaspreis abhängig. Diese Sensitivität zeigt sich insbesondere im Vergleich von «On Track» und «Slow Progress». Während in «On Track» die gasbasierte Produktion in den Nachbarländern deutlich zunimmt, stagniert sie in «Slow Progress» bzw. ist zum Teil sogar rückläufig.

Das «Stagnancy»-Szenario zeigt ein ähnliches Bild wie das Szenario «Slow Progress». Mit Ausnahme von Italien wird in allen Nachbarländern der Schweiz weniger Strom in Gaskraftwerken produziert. Die Einsatzzeiten von Gaskraftwerken im «Sun»-Szenario

ähneln denen von «On Track». Insbesondere in Italien und Deutschland verfügen in diesem Szenario Gaskraftwerke über einen hohen Anteil am Strommix.

- » **Erneuerbare Energien** – Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und somit auch ihr Beitrag zum Strommix ist in den Szenarien «On Track» und «Sun» am höchsten. In Frankreich, Österreich und Deutschland ist Wind die wichtigste Quelle für Erneuerbaren Strom. In Italien ist Solarenergie der wichtigste Erneuerbare Energieträger.

Entsprechend der getroffenen Produktionsannahmen ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy» deutlich niedriger. Am niedrigsten ist sie für das «Stagnancy»-Szenario, das eine Situation beschreibt, in der nach 2025 kein weiterer Ausbau von Erneuerbaren Energien stattfindet. Auch hier bleibt Windkraft aus Frankreich und Deutschland die wichtigste Erneuerbare Quelle.

- » **Wasserkraft** – Der Beitrag der Wasserkraft zur Stromerzeugung ist in den Schweizer Nachbarländern über alle Szenarien hinweg vergleichsweise konstant. Dies hat vor allem zwei Gründe: Die Grosswasserkraft ist bereits weit ausgebaut und es gibt nur noch geringe Potenziale für neue Projekte. Entsprechend ähneln sich die Annahmen zu Laufwasserkraftwerken in den verschiedenen Szenarien. Zudem hängt die Produktion aus Laufwasserkraftwerken stark vom natürlichen Zufluss ab.

Die Erzeugung aus Wasserkraft liegt in Deutschland zwischen 23 TWh und 26 TWh, in Österreich bei 42 TWh bis 45 TWh, in Frankreich zwischen 64 TWh und 73 TWh und in Italien bei 40 TWh bis 43 TWh. Beobachtbare Variationen in der Erzeugung lassen sich durch Unterschiede in den Annahmen zur Entwicklung von Pumpspeicherkraftwerken begründen. Aus diesem Grund ist die Erzeugung aus Wasserkraft in den Szenarien «On Track» und «Sun» höher als die Erzeugung aus Wasserkraft in den Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy».

- » **Kernenergie** – Kernenergie spielt nur in Frankreich eine Rolle. In «On Track» und «Sun» werden 258 TWh aus Kernkraftwerken produziert. Das ähnliche Ergebnis in den beiden Szenarien ist durch die geringen Einsatzkosten von Kernkraftwerken sowie den gleichen Annahmen der beiden Szenarien hinsichtlich des ausländischen Kraftwerks-parks begründet. In den Szenarien mit niedrigeren CO₂-Preisen wird dagegen mehr aus Kernkraftwerken produziert. Sie tragen in «Slow Progress» mit 379,8 TWh und in «Stagnancy» mit 410,5 TWh zur Stromproduktion bei.

- » **Aussenhandelssaldo** – Deutschland ist in den Szenarien «On Track», «Slow Progress» und «Sun» ein Netto-Importeur von Strom. Dies liegt im Wesentlichen an den Auswirkungen des CO₂-Preises auf die Produktion von Braunkohlekraftwerken. Deutschland ist im «Stagnancy»-Szenario weiterhin ein Netto-Exporteur von Strom.

Im Szenario «On Track 2035» profitieren die Gaskraftwerke in Österreich vom hohen CO₂-Preis, wodurch Österreich zum Netto-Exporteur wird. Im «Sun»-Szenario führt die hohe Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Schweiz zu starken Exporten nach Österreich. In den Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy» ist der Austausch hingegen ausgeglichener.

Frankreich exportiert in allen Szenarien mehr als es importiert. Dies liegt insbesondere an den geringen Einsatzkosten von Kernkraftwerken, die insbesondere von hohen CO₂-Preisen in den Szenarien «On Track» und «Sun» profitieren. Im Gegensatz zu Frankreich importiert Italien in allen Szenarien mehr als es exportiert.

5.2.3. Energieaustausch der Schweiz mit den Nachbarregionen

Die zukünftige Belastung des Schweizer Stromübertragungsnetzes hängt neben der inländischen Stromgewinnung und Nachfrage auch von den Import- und Exportströmen aus den umliegenden Ländern ab. Abbildung 5.8 zeigt die Austauschenergiemengen der Schweiz mit den benachbarten Ländern in den Szenarien 2035.

■ «On Track» ■ «Slow Progress» ■ «Sun» ■ «Stagnancy» ■ IST-Wert (2013)

Nettoaustausche in TWh

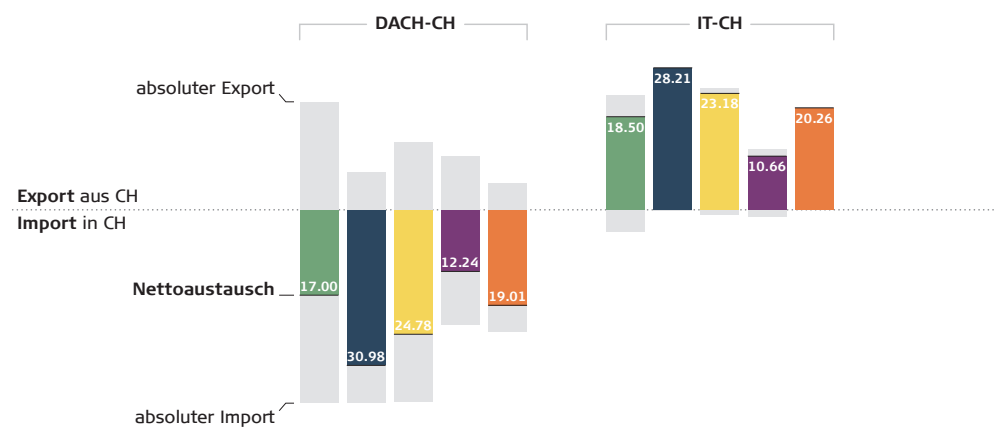


Abbildung 5.8: Energieaustausch in 2035 Szenarien mit DACH und IT

Folgende Effekte lassen sich für den Stromaustausch mit den Nachbarländern feststellen:

- » **Handel mit Frankreich** – In den Szenarien «On Track», «Slow Progress» und «Sun» importiert die Schweiz jeweils um die 20 TWh pro Jahr aus Frankreich. Exporte nach Frankreich finden dagegen kaum statt. Lediglich im «Stagnancy»-Szenario exportiert die Schweiz mehr nach Frankreich, als sie importiert. Das Gesamtniveau des Austauschs ist in diesem Szenario deutlich geringer gegenüber den anderen betrachteten Szenarien.
- » **Handel mit Italien** – Der Austausch mit Italien zeigt ein robustes Bild für alle Szenarien. Der Export nach Italien beträgt in den Szenarien «On Track», «Slow Progress» und «Sun» zwischen 20 TWh und 30 TWh. In «Stagnancy» fällt die Exportmenge etwas geringer aus, Italien bleibt aber weiterhin ein Netto-Importeur. Ein signifikanter Import der Schweiz von Strom aus Italien existiert nur in «On Track», der Export übersteigt aber auch hier die Importmenge deutlich.
- » **Handel mit Deutschland / Österreich** – Während die Importe der Schweiz aus Deutschland und Österreich über alle vier Szenarien relativ konstant sind (zwischen 15 TWh und 20 TWh), weisen die Exporte aus der Schweiz grössere Schwankungen zwischen den Szenarien auf. Der Export beträgt in den Szenarien «Slow Progress» und «Stagnancy» lediglich 7 TWh bzw. 5,5 TWh. Demgegenüber ist er in den Szenarien «On Track» und «Sun» mit 21,2 TWh respektive 12,6 TWh deutlich erhöht.

Die oben dargestellten jährlichen Ergebnisse zum Stromaustausch zwischen den Ländern resultieren in der in Abbildung 5.9 dargestellten Auslastung der vorhandenen Austauschkapazitäten (NTC) an den Schweizer Grenzen. Dargestellt ist die prozentuale Auslastung der Schweizer Austauschkapazitäten mit den Nachbarregionen auf Basis der in den Szenarien modellierten NTC. Auf der horizontalen Achse ist der Anteil der Betriebszeit in Prozent abgebildet.

Die NTC-Auslastung zeigt, dass in den Szenarien die Schweiz aus den nördlichen Nachbarländern tendenziell mehr importiert als exportiert. Umgekehrt lässt sich an der NTC-Auslastung in Richtung Süden erkennen, dass nach Italien tendenziell mehr exportiert als importiert wird. In «Slow Progress» sind die Grenzkapazitäten in über 50% des Jahres ausgelastet. Die Auslastungen der Leitungen nach Italien sind allerdings in allen Szenarien relativ hoch.

Insgesamt wird deutlich, dass im «Slow Progress»-Szenario die Schweiz als Transitland fungiert. Dieses Szenario weist sowohl die höchsten Importe aus dem Norden als auch die höchsten Exporte nach Italien aus. Die Szenarien «On Track» und «Sun» sind dagegen eher durch ihre volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Das «Stagnancy»-Szenario zeigt die tendenziell geringsten Auslastungen der NTC-Kapazitäten. Die Kapazitäten sowohl hin zum DACH als auch nach Süden werden selten voll ausgeschöpft.

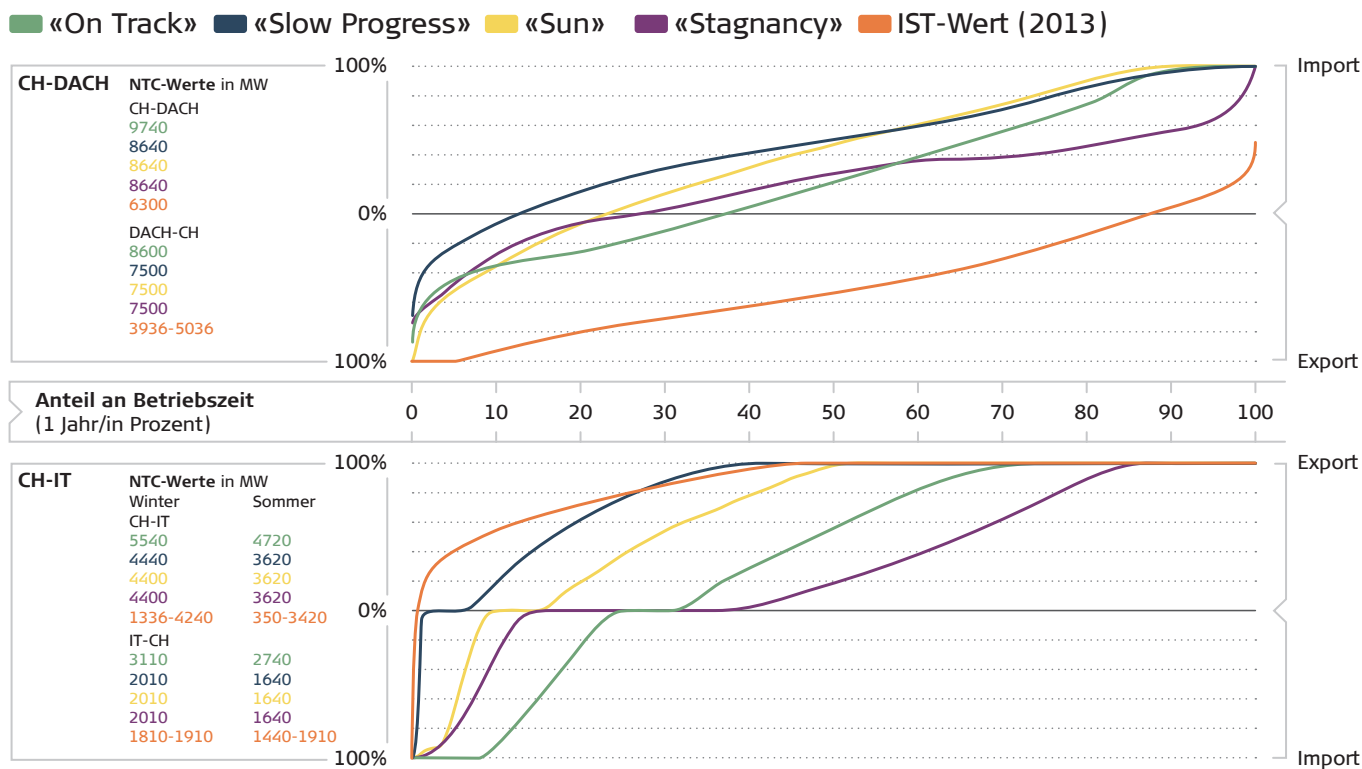


Abbildung 5.9: NTC-Auslastung am DACH und mit Italien in 2035 Szenarien

Exkurs: Transite in den Marktszenarien 2025 und 2035

Die sich verändernden Marktbedingungen und die veränderte Netztopologie haben auch Auswirkungen auf die Transite durch die Schweiz. Aus netztechnischer Sicht von Bedeutung sind dabei insbesondere die Nord-Süd-Transite aus der DACH-Region nach Italien. Nachdem Transite selber nicht in den Netzflüssen sichtbar isoliert werden können, wird der Transit in der Netzplanung vereinfacht als das Minimum der stündlichen gleichzeitigen Importe in und Exporte aus der Schweiz über ein Jahr definiert. Importiert die Schweiz beispielsweise in einer Stunde 5 000 MWh aus einer Region und exportiert gleichzeitig 2 000 MWh in eine andere Region, so ergibt sich ein Transit von 2 000 MWh.

Analyse der Transite

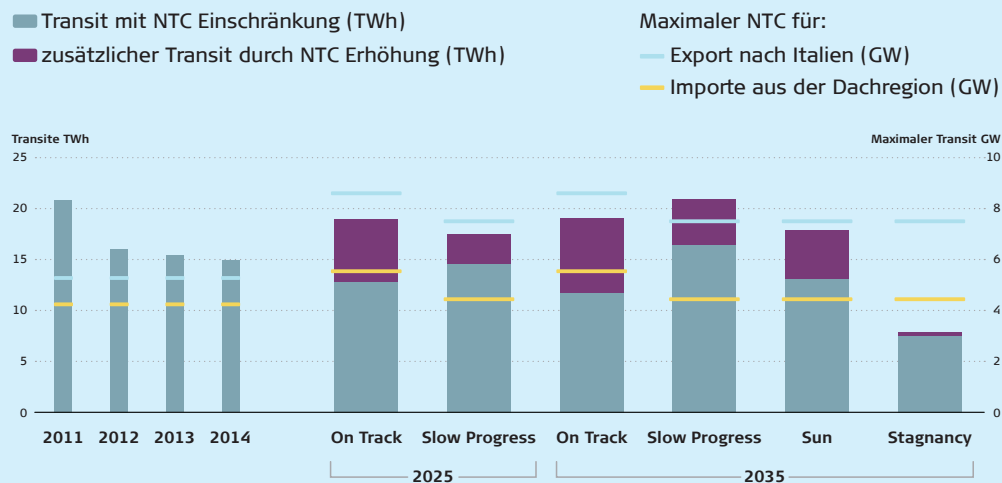


Abbildung 5.10: Analyse der Transite

Abbildung 5.10 veranschaulicht den Nord-Süd-Transit aus den Jahren 2011 bis 2014 und den Transit, der sich aus den betrachteten Szenarien ergibt. Die Transite in den Szenarien sind in zwei Komponenten aufgeteilt:

- » die Transite, die mit den bestehenden NTCs möglich wären (rot); sowie
- » die Transite, die nur durch die Erhöhung der NTCs ermöglicht werden (grau)*.

Historisch gesehen bewegen sich die Transite der Jahre 2011 bis 2014 zwischen 14,9 TWh und 20,8 TWh. Während die Transite in den Szenarienergebnissen von «On Track», «Slow Progress» und «Sun» mit 17,9 TWh bis 20,9 TWh ungefähr in dieser Grössenordnung liegen, fällt der Transit im Szenario «Stagnancy» mit 7,8 TWh deutlich geringer als heute sowie in den anderen Szenarien aus.

Zusätzlich dargestellt sind die jeweiligen maximalen Importkapazitäten aus der DACH-Region und die maximale Exportkapazität nach Italien. In den Szenarien wird eine Erhöhung der DACH-Exportkapazität zwischen 2,3 GW und 3,3 GW (im «On Track»-Szenario) angenommen. Die Exportkapazität von der Schweiz nach Italien erhöht sich zwischen 0,2 GW und 1,2 GW (im «On Track»-Szenario).

* Die für die Berechnung verwendete Methode bedingt, dass es sich bei den hier berechneten Werten für die durch die NTC Erhöhung getriebenen Transite um Obergrenzen handelt. Tatsächlich ist zu erwarten, dass die Zunahme der Transite bei Erhöhung der NTCs geringer ausfällt.

Bei den Veränderungen der Transite zeigt sich die folgende Entwicklung:

- » Die Transite, die sich aus der Marktsimulation der Szenarien für die Stützjahre 2025 und 2035 ergeben, bewegen sich in etwa im Rahmen der historisch beobachteten Transite.
- » Die Transite werden stark durch die Marktbedingungen getrieben. Dies wird insbesondere durch das «Stagnancy»-Szenario sichtbar, wo die Transite trotz erhöhter NTC Kapazitäten nur noch halb so hoch sind wie historisch beobachtet. Entsprechende Effekte lassen sich auch im Rückblick durch die deutlichen Differenzen zwischen den Jahren 2011 und 2012 feststellen.
- » Bei gleichbleibenden Marktbedingungen führt eine Erhöhung der NTC immer auch zu einer gewissen Erhöhung der Transite. Die Transite per se sind jedoch nicht der Grund für den Netzausbau, der primär durch die neuen Kraftwerke sowie durch die für die Schweizer Versorgungssicherheit notwendigen Im- und Exporte bedingt ist. Die Netzanalysen zum «Stagnancy»-Szenario zeigen, dass die für die Schweiz identifizierten Netzerweiterungsmassnahmen aus technischer Sicht, trotz deutlich reduzierter Transite, weiterhin notwendig sind.

Die Veränderung der Transite, die sich bei einer entsprechenden Reduktion der NTC ergeben würden, sind in Tabelle 5.1 dargestellt. Dabei ist vorauszuschicken, dass es sich dabei um eine reine «ceteris paribus»-Betrachtung handelt. Diese unterstellt, dass nur die NTC verändert würden und sich daraus keine Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz ergäben (was nicht der Realität entspricht). In «On Track» reduzieren sich die Transite in dieser Betrachtung ohne NTC-Erhöhung um 32% bzw. 38%. In «Slow Progress» ist der Anteil mit 16,5% bzw. 21,5% deutlich geringer. Am niedrigsten ist die NTC-bedingte Reduktion im Szenario «Stagnancy».

Tabelle 5.1 Veränderung der Transite bei Reduktion der NTC

			On Track (2025)	Slow Progress (2025)	On Track (2035)	Slow Progress (2035)	Sun (2035)	Stagnancy (2035)
NTC-Reduktion	Import aus DACH	[MW]	3 326	2 226	3 326	2 226	2 226	2 226
	Export nach Italien	[MW]	1 300	200	1 300	200	200	200
führt zur Reduktion der Transite um:			32,30%	16,48%	38,23%	21,48%	26,87%	4,11%

Die entsprechenden Resultate fliessen in die multikriterielle Kosten-Nutzen-Bewertung mit ein. Da der Fokus der Swissgrid Netzplanung auf der Sicherstellung der Landesversorgung liegt, wird eine Netzerweiterung, die vorrangig der Transiterhöhung dient, nicht priorisiert.

5.2.4. Preisentwicklung

Die Preisentwicklung wird in Abbildung 5.10 durch Grenzkostendauerlinien veranschaulicht. Die Kurven zeigen die sortierten kurzfristigen Einsatzkosten des jeweils teuersten eingesetzten Kraftwerks einer Stunde.

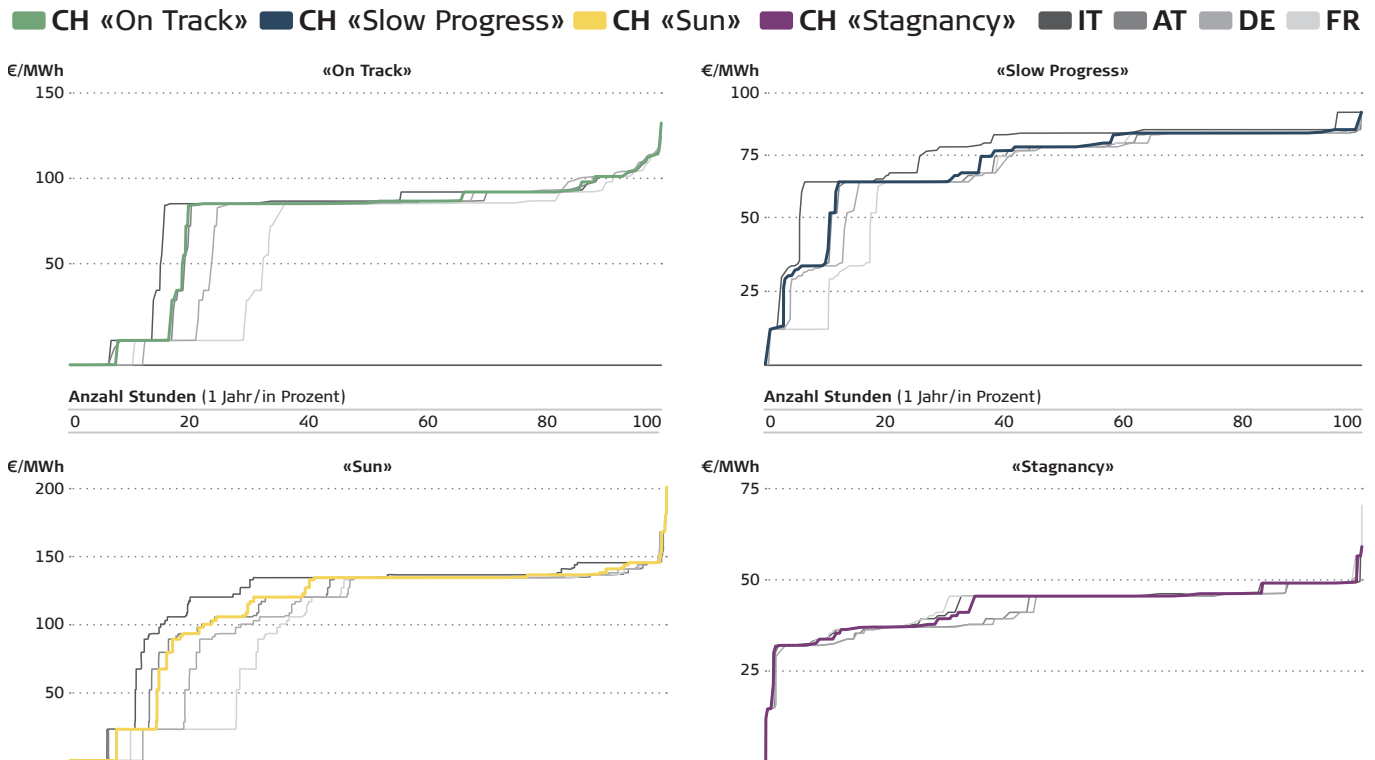


Abbildung 5.11: Grenzkostendauerlinie für die Szenarien mit DE, AT, IT und FR

Hinsichtlich der Preisentwicklung lässt sich Folgendes anmerken:

- » **«On Track 2035»** – In diesem Szenario stellt Frankreich die meiste Zeit die günstigsten Kraftwerke. Grund dafür sind die relativ günstigen Einsatzkosten von Kernkraftwerken und ein hoher CO₂-Preis, der die Einsatzkosten fossiler Kraftwerke erhöht. Italien stellt dagegen häufig das Land mit dem höchsten Preisniveau. Der ungewichtete Durchschnitt der stündlichen Strompreise in der Schweiz beträgt 74,90 EUR/MWh.
- » **«Slow Progress 2035»** – Ähnlich wie bei «On Track» ist auch hier Frankreich in der Regel das Land mit dem niedrigsten und Italien das Land mit dem höchsten Strompreis. Aufgrund des internationalen Verbunds bildet sich in der Schweiz ein Preis, der sich zwischen den beiden Ländern befindet. Insgesamt ist die Kurve aber flacher als in «On Track», was am grösseren konventionellen Kraftwerkspark und geringeren Brennstoffpreisen liegt. Der ungewichtete Durchschnitt der stündlichen Strompreise in der Schweiz beträgt 73,58 EUR/MWh.
- » **«Sun»** – Im «Sun»-Szenario kommt es trotz einer hohen Erzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen weiterhin zu deutlich positiven Preisen bzw. Grenzkosten, da die preisetzenden Kraftwerke weiterhin kurzfristige Einsatzkosten ungleich null haben. Eine weitere Auffälligkeit sind die relativ grossen Preisunterschiede zwischen den Regionen. Der ungewichtete Durchschnitt der stündlichen Strompreise in der Schweiz beträgt 110,57 EUR/MWh. Dieser wird vor allem von den hohen CO₂- und Brennstoffpreisen getrieben.

» **«Stagnancy»** – Dieses Szenario ist durch eine sehr flache Kostendauerlinie gekennzeichnet, die ein relativ konstantes Preisniveau beschreibt. Dies ist die Folge geringer Kapazitäten an Erneuerbaren Energien, niedriger CO₂- und Brennstoffpreise sowie des hohen Einsatzes konventioneller Erzeugungskapazitäten. Der ungewichtete Durchschnitt der stündlichen Strompreise in der Schweiz beträgt 42,55 EUR/MWh. Der Unterschied zu den anderen Szenarien erklärt sich dadurch, dass CO₂- und Brennstoffpreise auf dem heutigen Niveau angenommen wurden.

Exkurs: Grosse Speicherkraftwerke in PowrSym

Der dargestellte Trend zu einer mittelfristig eher sinkenden Auslastung von grossen Speichern in der Schweiz und Europa wird von vielen Experten erwartet – ebenso wie der erneute Anstieg der Auslastungen in der Langfristperspektive, wenn der Anteil an Erneuerbaren Energien in Europa weiter angestiegen und die Verfügbarkeit von flexiblen thermischen Kraftwerken gesunken ist.

Dennoch hat das von Swissgrid für die Marktsimulation eingesetzte Modellierungstool Werte für die Pumpspeicherauslastung ergeben, die aus Sicht der Swissgrid Experten ebenso wie der internationalen Referenzquellen sehr niedrig scheinen. Nachfolgend wird auf die Gründe sowie die Implikationen für die Netzplanung kurz eingegangen.

A. Ursachen für die niedrigen Werte:

Die Absenkung der Auslastung der Pumpspeicher in den Marktmodellläufen hat verschiedene Ursachen:

- » **Annahmen** – Die von ENTSO-E getroffenen Annahmen, die den europäischen Netzbetreibern für ihre Netzplanung an die Hand gegeben wurden, um Konsistenz und Transparenz zu gewährleisten, sind tendenziell nachteilig für Pumpspeicher. Demzufolge stehen flexible thermische Kraftwerke und starke internationale Netze (z.B. Netzausbau von Deutschland nach Polen oder auch nach Skandinavien) als konkurrierende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Wie in Kapitel 3 ausgeführt, hat sich Swissgrid entschieden, für die Modellierung der Kernszenarien vollständig auf die ENTSO-E-Daten zuzugreifen, da diese die einzig verfügbare integrierte, umfassende und zwischen den Ländern abgestimmte Datenbasis für Europa darstellt.
- » **Methodik 1** – Das von Swissgrid und anderen europäischen Netzbetreibern verwendete Marktmodell «PowrSym» optimiert den Stromspeichereinsatz auf wöchentlicher Basis. Da das Modell von einer perfekten Markt voraussicht ausgeht, können die Intraday-Aktivitäten der Pumpspeicher nicht modelliert werden. Auch wenn diese Kurzfristmärkte nur ein kleines Marktvolumen haben, dürfte dies tendenziell zu einer Unterschätzung der Einsatzstunden der Pumpspeicher führen.
- » **Methodik 2** – Das verwendete Modell betrachtet nur die kommerziellen Flüsse auf dem Energiemarkt, d.h., es berücksichtigt nicht den Systemdienstleistungsmarkt sowie weitere Möglichkeiten, die Pumpspeicherkraftwerke kommerziell einzusetzen. Auch dies führt zu einer impliziten Unterschätzung des Pumpspeichereinsatzes.

B. Implikationen für die Netzsimulation:

Die hierdurch niedrigeren PSKW-Einsatzstunden über das Jahr haben grundsätzlich keine unmittelbare Implikation für die Netzdimensionierung, da diese auf den Produktionsspitzen (in der Marktsimulation berechnete maximale Produktion der Kraftwerke) basiert. Da die technische Netzplanung auf einzelne Lastsituationen zurückgreift, spielt die Häufigkeit der Spitzenbelastung (volles Turbinieren oder volles Pumpen) bei der rein technischen Analyse keine wesentliche Rolle*. Mittels einer Sensitivitätsrechnung in der technischen Netzplanung werden zusätzlich die Auswirkungen einer erhöhten Pumpspeicheraktivität auf die vorgeschlagenen Netzmassnahmen analysiert.

C. Implikationen auf die Kosten-Nutzen-Analyse:

Für die Ermittlung des energiewirtschaftlichen Nutzens spielt der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke eine relevante Rolle. Die niedrigen Einsatzwerte der Pumpspeicherkraftwerke können dazu führen, dass für einzelne der in der Netzsimulation errechneten Netzprojekte ein negativer Effekt für den volkswirtschaftlichen Nutzen resultiert. Daneben kommt auch der monetär bewerteten Reduktion der Netzverluste, die wiederum von der Netzbelastungssituation abhängig ist, eine wichtige Bedeutung bei der Berechnung des volkswirtschaftlichen Nutzens zu.

* Wichtig ist, dass alle relevanten kritischen Netzbelastungssituationen abgebildet werden.

5.3. Zusammenfassung und kritische Würdigung der Ergebnisse der Marktsimulation

Die oben beschriebenen Entwicklungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- » Das Schweizer Übertragungsnetz wird auch zukünftig für den internationalen Stromhandel – insbesondere von Frankreich nach Italien – eine wichtige Rolle spielen. Die Stromaustauschprofile mit dem Norddach variieren deutlich in den betrachteten Szenarien. Dieser Trend setzt sich von 2025 auf 2035 fort.
- » Die Versorgungssicherheit der Schweiz wäre bei Eintreten der Szenarien bis 2025 im Normalfall nicht gefährdet. Auch im Winter kann die Stromnachfrage in beiden betrachteten Szenarien ohne neue Gaskraftwerke in der Schweiz gedeckt werden. Für die Szenarien 2035 ist hier zu unterscheiden. Insbesondere im «Sun»-Szenario kommt es zu starken saisonalen Unterschieden in der Schweizer Stromproduktion aufgrund des hohen Anteils der Wasserkraft sowie dem Wegfall der Kernkraftwerke. Dies bedeutet, dass gerade im Winter Importe zur Deckung des Strombedarfs notwendig sind, wenn keine weiteren Massnahmen getroffen werden.
- » Die Strompreise auf den Grosshandelsmärkten in der Schweiz und in Europa steigen auf Basis der gesetzten WEO-Annahmen in 2025 für beide Szenarien «On Track» und «Slow Progress». Sie sind hauptsächlich getrieben durch einen Anstieg der Brennstoff- und CO₂-Preise. In 2035 steigen die Strompreise in den Szenarien «On Track» und «Slow Progress» nur leicht. In «Stagnancy» kommt es aufgrund der sinkenden Brennstoff- und CO₂-Preise zu einem deutlichen Preisrückgang, während die Preise in «Sun» noch einmal deutlich ansteigen.
- » Die Bedeutung der Schweizer Pumpspeicher als «Batterie Europas» ist im Jahr 2025 limitiert, da andere Flexibilitätsoptionen als kostengünstige Konkurrenz zur Verfügung stehen (z.B. flexible Kraftwerke in Europa, internationaler Stromhandel in Europa). Der Einsatz der Pumpspeicher steigt in 2035 an. Ein deutlicher Anstieg ergibt sich im «Sun»-Szenario, da hier die Pumpspeicher zum Ausgleich der volatilen Erzeugung aus Photovoltaik notwendig sind.

Die in diesem Kapitel beschriebenen Daten zu Kraftwerkseinsatz, internationalem Stromaustausch und Strompreisen gehen in die Netzsimulation (Kapitel 5.4) und die volkswirtschaftliche Bewertung von Netzmassnahmen (Kapitel 7) ein.

5.4. Netzsimulation

► In Kürze:

Die Netzentwicklung mittels des sukzessiven Hinzufügens einer Massnahme zum Startnetz auf Basis des PINT («Put In One At The Time»)-Ansatzes ergibt die n-1-engpassfreien technischen Netze 2025. Im Szenario «On Track» wird dabei das Startnetz um insgesamt 10 Netzerweiterungsmassnahmen ergänzt. Im Szenario «Slow Progress» werden die Engpässe durch die gleichen Massnahmen wie für das Netz «On Track» behoben, mit Ausnahme des Projektes 10 «Mettlen – Verderio». Dieses Projekt ist aufgrund der geringeren NTC nach Italien im «Slow Progress»-Szenario nicht notwendig.

Als wesentliche Treiber für den technischen Netzausbau lassen sich auf Basis der Markt- und Netzsimulation die folgenden identifizieren:

- » **Anschluss von neuen Grosskraftwerken** – Diese können eine Netzerweiterung zum Abtransport der zusätzlich produzierten Energie erfordern.
- » **Internationale Stromflüsse** – Sich ändernde internationale Stromflüsse machen eine Netzerweiterung notwendig. Wichtig sind hier relative Preisänderungen zwischen Strommärkten und nicht notwendigerweise ein sinkendes oder steigendes Preisniveau. Die relativen Preisänderungen sind bedingt durch Veränderungen im ausländischen Kraftwerkspark sowie der Brennstoffpreise für Kohle, Gas und CO₂.

Nachrangige Einflussfaktoren auf den Netzausbau sind:

- » **Erhöhung der Nachfrage** – Die angenommene moderate Erhöhung der Nachfrage «in der Fläche» hat keinen Einfluss auf den Netzausbau.
- » **Ausbau von Erneuerbarer Energie** – Erneuerbare Energien können zwei Effekte auf den Netzausbau im Übertragungsnetz haben. Dezentrale Erzeugung entlastet zunächst temporär das Übertragungsnetz, da die Verteilnetze weniger Energie aus dem Übertragungsnetz beziehen. Diese entlastende Wirkung gilt bis zu einem «Kipp-Punkt». Bei Überschreiten dieses «Kipp-Punktes» kommt es zu einer zusätzlichen Belastung des Übertragungsnetzes, da überschüssige Energie aus dem Verteilnetz abtransportiert werden muss. Dieser «Kipp-Punkt» wird nur im «Sun»-Szenario für 2035 in gewissen Regionen der Schweiz erreicht.

Die Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt führt zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und ermöglicht eine effiziente Einbindung von Schweizer Kraftwerken in das europäische Gesamtsystem. Sie bedingt aber auch, dass das Schweizer Netz wesentlich von Lastflüssen aus den umliegenden Ländern beeinflusst wird. Somit besteht die Notwendigkeit für Swissgrid, sich mit den umliegenden Übertragungsnetzbetreibern (Transmission System Operator, abgekürzt TSO) bei der Netzplanung zu koordinieren und Entwicklungen in umliegenden Netzen zu berücksichtigen. Ein sicherer, leistungsfähiger und gleichzeitig effizienter Netzbetrieb ist gewährleistet, wenn

- » keine strukturellen Engpässe vorliegen;
- » Verteilnetze sicher angeschlossen und Kraftwerke angemessen in das Netz integriert sind;
- » das Schweizer Stromnetz bedarfsgerecht an das europäische Stromnetz angeschlossen ist; und
- » die Infrastruktur volkswirtschaftlich optimal genutzt werden kann.

Die Weiterentwicklung des Netzes erfolgt des Weiteren unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen, die sich ergeben aus:

- » der Netzentwicklung der an die Schweiz angrenzenden TSO;
- » erwarteten Technologieentwicklungen;
- » der Entwicklung von Stromangebot und Stromnachfrage innerhalb der Schweiz.

Die Netzsimulation ist ein zentrales Element der Analysen zum «Strategischen Netz 2025». Durch die Netzsimulation kann die aus den Szenarien resultierende Netzbelastungssituation berechnet und der Weiterentwicklungsbedarf des Netzes identifiziert werden. Die Netzsimulation wird zudem für die Bestimmung des inkrementellen Effekts der Netzprojekte für die Grenzkapazitäten und den Kraftwerkseinsatz genutzt, der in die nachfolgende volkswirtschaftliche Bewertung der Projekte einfließt.

Im Folgenden liegt der Fokus auf der Herleitung der aus technischer Sicht notwendigen Netzmassnahmen. Die Bewertung der daraus resultierenden Netzerweiterungsmassnahmen durch die multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse und somit die Festlegung des «Strategischen Netzes 2025» erfolgt in den Kapiteln 7 und 8.

5.4.1. Startnetz

Das Übertragungsnetz der Swissgrid wird im Rahmen der durch die Bewilligungsverfahren vorgegebenen Planungszeiten kontinuierlich den sich verändernden Anforderungen angepasst. So wurden nach der Netzübernahme Verbesserungsmassnahmen identifiziert, die bereits in der Umsetzung sind bzw. 2015 realisiert werden. Zusammen mit dem heutigen Übertragungsnetz (Ist-Netz) bilden diese Massnahmen das Startnetz 2015. Aufbauend auf diesem Netz werden die Lastflussberechnungen durchgeführt, Engpässe identifiziert und Massnahmen zur Beseitigung der Engpässe abgeleitet. Das Startnetz besteht aus:

- » dem heutigen Netz (Ist-Netz); sowie
- » den in Umsetzung befindlichen Netzprojekten:
 - » Anschluss der PSKW Limmern und Nant de Drance;
 - » Unterwerke Laufenburg, Rüthi, Willisau, Romanel (inkl. 800-MVA-Kuppeltransformator), Veytaux, St. Triphon, Gösigen, Mapragg, Tinzen und Avegno.

In Abbildung 5.12 ist das Startnetz dargestellt, die sich in der Umsetzung befindlichen Massnahmen sind farblich hervorgehoben.

■ im Startnetz enthaltene Netzprojekte

- ① UW Laufenburg
- ② UW Willisau
- ③ UW Rüthi
- ④ UW Romanel
- ⑤ UW Veytaux
- ⑥ UW St. Triphon
- ⑦ UW Gösgen
- ⑧ UW Mapragg
- ⑨ UW Tinzen
- ⑩ UW Avegno
- ⑪ Anschluss KLL
- ⑫ Anschluss Ndd

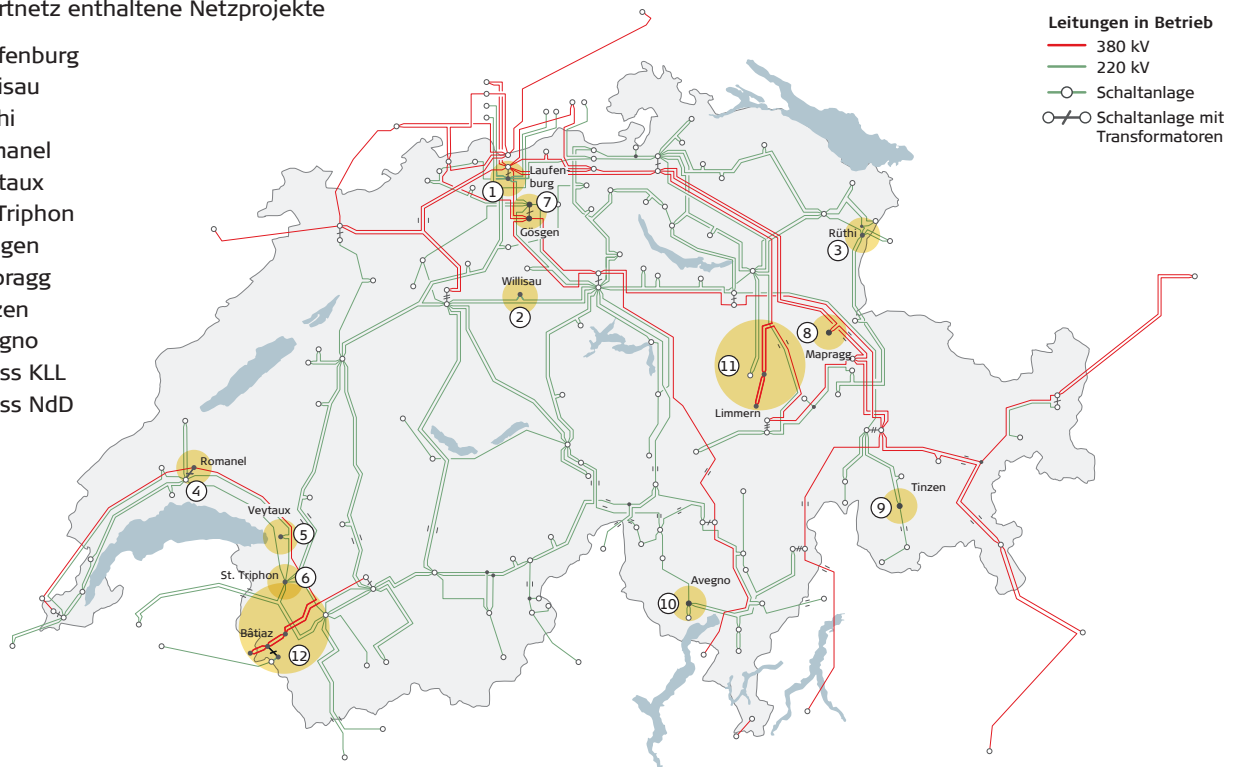


Abbildung 5.12: Startnetz 2015 mit den berücksichtigten Ausbauten

Das Netzmodell von Swissgrid bildet das Startnetz 2015 der Schweiz knotenscharf ab und enthält alle Sammelschienen, Transformatoren und Leitungen der 220-kV- und 380-kV-Ebene, ergänzt um ausgewählte Verteilnetze, deren Einbezug für die Übertragungsnetzplanung relevant ist. Daneben ist auch der Rest des kontinentaleuropäischen Netzes knotenscharf im Netzmodell abgebildet. Die für die Ermittlung der Überlastungen entscheidenden maximal zulässigen Ströme sind abhängig von der Umgebungstemperatur. Im Netzmodell wird unterschieden in eine Sommer-, eine Winter- und eine Übergangsphase⁶, in der die maximal zulässigen Ströme der Temperatur angepasst sind. Damit ist auch einer erhöhten Transportkapazität der Leitungen im Winter Rechnung getragen.

5.4.2. Regionalisierung

Die Regionalisierung beinhaltet die auf der Marktsimulation basierende Verteilung von Erzeugung und Verbrauch auf die Knoten des Netzmodells. Die Regionalisierung stellt damit die Schnittstelle zwischen Markt- und Netzmodell dar.

Da das Marktmodell mit blockscharfen Kraftwerksdaten für die Schweiz operiert, kann über den bekannten Standort der Kraftwerke eine Zuordnung zu den Netzknoten geschehen. Dies gilt für Kernkraftwerke, grössere fossile thermische Kraftwerke, grössere Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke sowie Jahres- und Wochenspeicher. Eine eindeutige Zuordnung der dezentralen Erzeugungsanlagen und der Last ist demgegenüber nicht ohne Weiteres möglich. Daher wird die Erzeugung mithilfe eines Verteilungsschlüssels regional verteilt und den Netzknoten zugeordnet.

⁶ Die verwendeten Temperaturwerte (Celsius) betragen für den Sommer 40 °C, für den Winter 10 °C und für die Übergangsphase (Frühjahr & Herbst) 20 °C.

Die Zuordnung der Erzeugung aus Photovoltaik und Wind basiert auf der KEV-Liste (Stand 2012) und Abstimmungen mit der Arbeitsgruppe Regionale Koordination Netzentwicklung (AG RKN). Die bestehenden Anlagen werden dem geografisch nächsten Unterwerk zugeordnet. Aus der prozentualen Verteilung der installierten Leistung und dem erwarteten Zubau ergibt sich der Verteilungsschlüssel für die Aufteilung neuer Kapazitäten. Eine ähnliche Zuordnung erfolgt auch für die Erzeugung aus kleineren Laufwasserkraftwerken. Alle Anlagen mit einer Leistung von mehr als 40 MW sind im Netzmodell erfasst und können direkt einem Unterwerk zugeordnet werden. Kleinere Laufwasserkraftwerke sind an tiefere Netzebenen angeschlossen, d.h., die Erzeugung dieser Anlagen reduziert die Last direkt.

Die Regionalisierung der Erzeugung und Last ausserhalb der Schweiz erfolgt mit einem geringeren Detaillierungsgrad. Für alle Unterwerke ist die maximale Ein- und Ausspeisung für einen Referenzfall bekannt. Diese Angaben werden genutzt, um einen Verteilschlüssel für die Produktion und den Verbrauch zu erstellen. Relevant für die Netzbelastung sind die absoluten Leistungsflüsse. Wo notwendig wird die Zuteilung spezifisch angepasst, um Parallelflüsse (sog. «Loop Flows»)⁷ durch die Schweiz zu reduzieren.

Dabei werden die sich ergebenden grösseren Loop Flows, die sich aus der Differenz des Leistungsflusses gegenüber dem Fahrplan ergeben, evaluiert und beseitigt. Die Loop Flows sind in der Netzplanung grösstenteils mit der sogenannten «Transmission Reliability Margin (TRM)»⁸ bei der NTC-Bestimmung berücksichtigt. Darüber hinausgehende Leistungsflüsse durch die Schweiz werden mit den bestehenden und geplanten Betriebsmitteln (Phasenschieber, AC/DC-Konverter) im In- und Ausland auf die kommerziellen Fahrpläne eingestellt.

⁷ In vermaschten Stromnetzen verursacht ein Stromtransport nicht nur einen physikalischen Stromfluss auf der direkten oder kürzesten Verbindung zwischen Quelle und Senke, sondern praktisch auf allen Netzelementen. Die Grösse dieser Parallelflüsse («Loop Flows») hängt von den physikalischen Netzeigenschaften im Vergleich zu den geplanten Fahrplänen ab.

⁸ Darunter versteht man die notwendige Menge an Netzkapazität, um sicherzustellen, dass das miteinander verbundene Übertragungsnetz sicher ist. Die TRM stellt sicher, dass das System verschiedenen unsicheren Einflüssen und Situationen standhält und hinreichend flexibel auf Systemänderungen reagieren kann.

5.4.3. Identifikation kritischer Engpässe in den Szenarien 2025

► **In Kürze:**

Die technischen Netzanalysen zeigen, dass die heute bestehenden strukturellen Netzengpässe auch zukünftig ohne geeignete Netzmassnahmen weiter fortbestehen. Durch die sich ändernde Versorgungsaufgabe kommen weitere Engpasssituationen hinzu, die Netzmassnahmen notwendig machen.

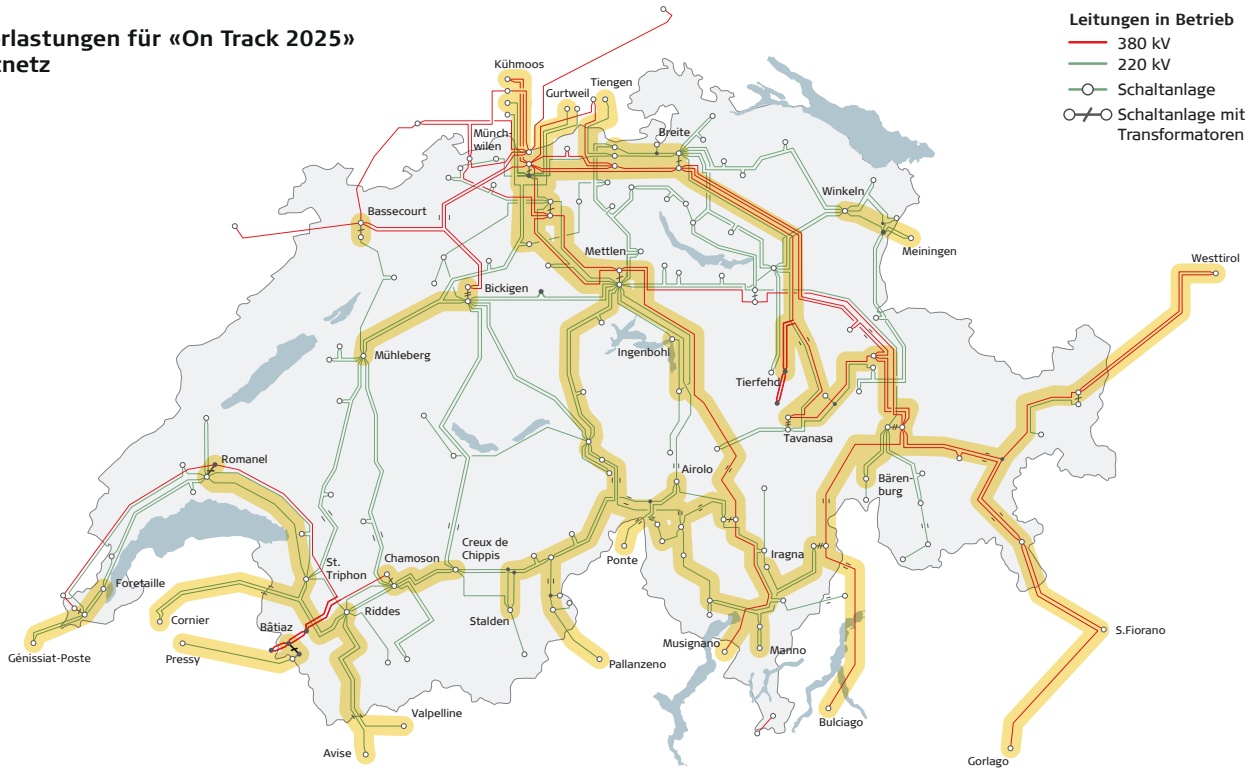
Mit dem Startnetz und den regionalisierten Ein- und Ausspeisungen in das gesamteuropäische Netz werden im nächsten Schritt Lastflussanalysen durchgeführt. Die Lastflussanalyse liefert alle Blind- und Wirkleistungsflüsse der betrachteten Netzebenen innerhalb der Schweiz und dient zur Bestimmung der Belastungssituation sämtlicher Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) für das Jahr 2025.

Im Rahmen der n-1-Analyse wird der sukzessive Ausfall einer Leitung oder eines Transformators auf die Lastflüsse in 2025 untersucht⁹. Massgebend für die Höhe der Überlastung ist die maximale Überschreitung des zulässigen Wertes innerhalb einer Stunde. Zur Identifikation der zu erwartenden Netzengpässe wird die n-1-Analyse für alle 8 736 Stunden durchgeführt. Dies erlaubt es, zwischen wiederkehrenden (strukturellen) Engpässen und nur einmalig vorkommenden (situativen) Engpässen zu differenzieren.

In Abbildung 5.13 wird je Szenario dargestellt, welche n-1-Überlastungen 2025 im Startnetz auftreten, sofern bis dahin keine Netzmassnahmen ergriffen würden. Es bestätigen sich zum einen die heute bestehenden strukturellen Engpässe, zum anderen entstehen aber auch neue Engpässe. Bis auf wenige Ausnahmen sind die Überlastungen für beide Szenarien ähnlich.

⁹ Vergleiche die entsprechenden Erläuterungen in Kapitel 2.2

**n-1-Überlastungen für «On Track 2025»
im Startnetz**



**n-1-Überlastungen für «Slow Progress 2025»
im Startnetz**

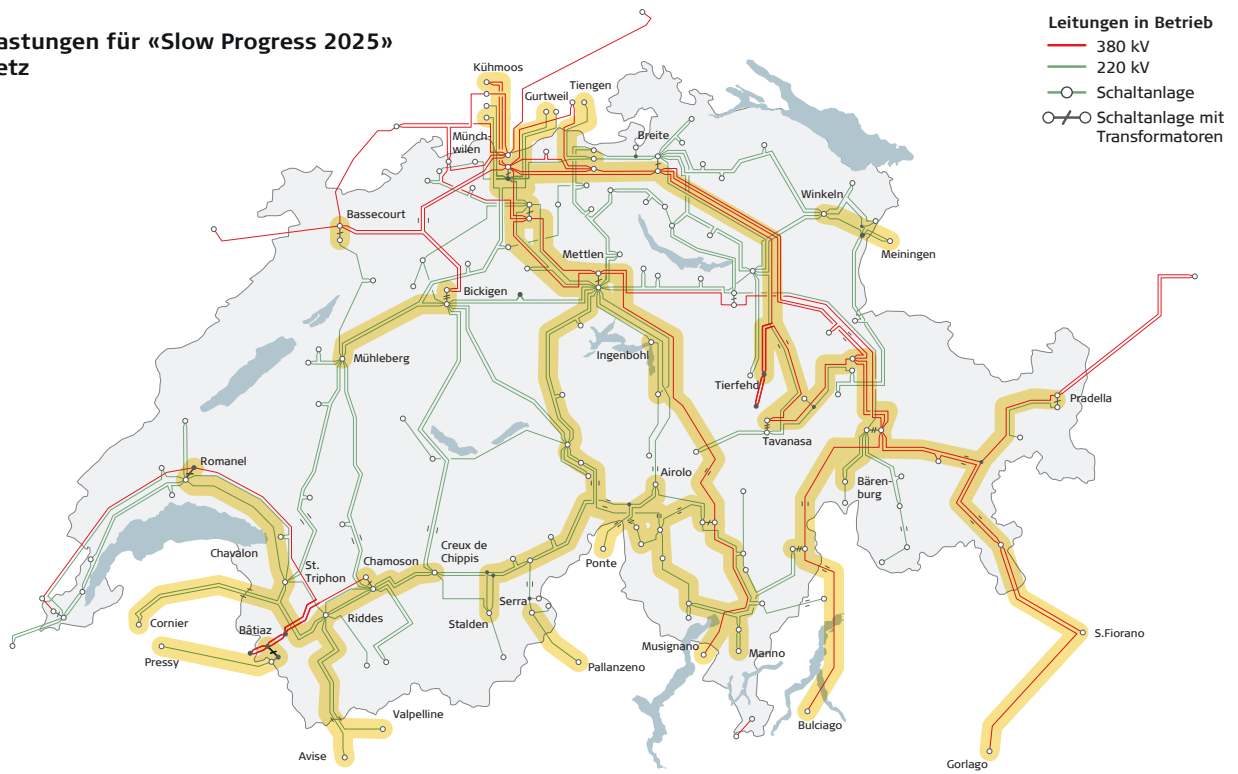


Abbildung 5.13: n-1-Überlastungen im Startnetz für «On Track» und «Slow Progress 2025»

5.5. n-1-engpassfreies «Strategisches Netz 2025»

Das Ergebnis der dargestellten iterativen Planungsschritte ist ein technisch n-1-engpassfreies Netz für jedes Szenario. Damit können sämtliche Betriebssituationen der Szenarien, das heisst ohne Einschränkungen der Grenzflüsse und Kraftwerke sowie ohne topologische Eingriffe in die Netzkonfiguration, beherrscht werden. Aufgrund der Unterschiede in den Szenarien kommt es zwischen den beiden Szenarien zu in Teilen unterschiedlichen Ergebnissen. Die jeweiligen technisch abgeleiteten Netze werden im Folgenden dargestellt. In Kapitel 7 folgt die Bewertung der abgeleiteten Ausbaumasnahmen durch die multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse.

5.5.1. Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «On Track»

Die oben dargestellten iterativen Schritte ergeben das technische Netz «On Track». Das Startnetz wird um insgesamt 10 Netzerweiterungsmassnahmen ergänzt, mit einer Gesamtleitungslänge von 667 km. Davon betreffen jedoch nur 168 km einen Neubau mit neuer Trasse. Der Rest entfällt auf Netzoptimierung und Netzverstärkung auf bestehenden Trassen. Zusätzlich werden 49 km nicht mehr notwendige 220-kV-Leitungen rückgebaut. Abbildung 5.14 zeigt die für das Szenario «On Track» erforderlichen Netzerweiterungsmassnahmen zur Beseitigung der kritischsten strukturellen Engpässe¹⁰.

berücksichtigte Ausbauvorhaben

Technisches Netz «On Track 2025»

Notwendige Netzprojekte:

- ① Chamoson – Chippis
- ② Chippis – Bickigen
- ③ Pradella – La Punt
- ④ Chippis – Lavorgo
- ⑤ Beznau – Mettlen
- ⑥ Bassecourt – Mühleberg
- ⑦ Magadino
- ⑧ Génissiat – Foretaille
- ⑨ Mettlen – Ulrichen
- ⑩ Mettlen – Verderio

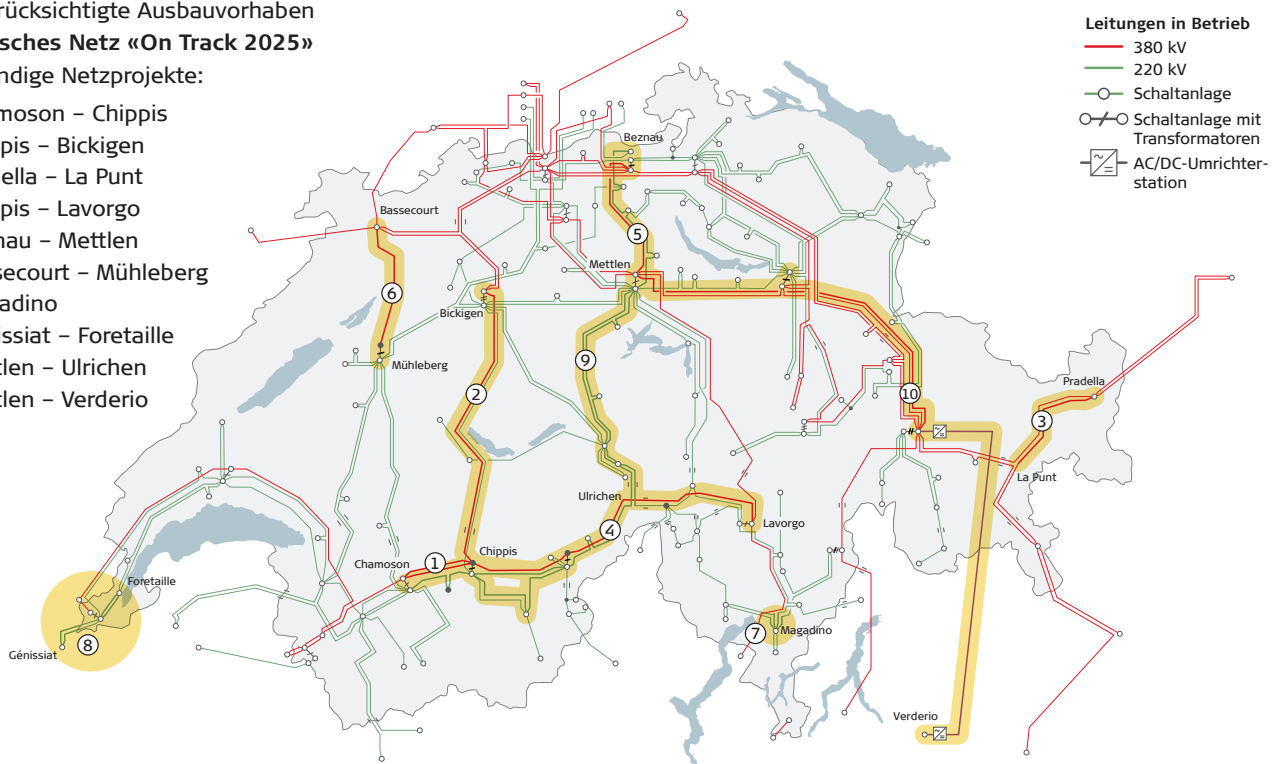


Abbildung 5.14: Technisches Netz «On Track 2025»

Die folgenden 10 Projekte, die in Kapitel 7 gesamthaft über beide Szenarien aus technischer und volkswirtschaftlicher Sicht beschrieben und beurteilt werden, sind im technischen Netz «On Track 2025» enthalten:

¹⁰ Anschlussbegehren von Verteilnetzbetreibern und Kraftwerken werden in Kapitel 8.2 dargestellt.

1. **«Chamoson – Chippis»:** Bau einer neuen 35 Kilometer langen 2x 380-kV- und 1x 220-kV-Freileitung. Gleichzeitig wird die bestehende 2x 220-kV-Freileitung zurückgebaut.
2. **«Chippis – Bickigen»:** Die bestehende ca. 106 km lange Freileitung «Chippis – Bickigen» wurde in den Jahren 1963 bis 1965 zwar als 380-kV-Doppelleitung gebaut, aber nur mit 220 kV betrieben und genügt den heutigen Vorschriften nicht mehr. Durch dieses Projekt werden beide Stränge der Freileitung gemäss den aktuell geltenden Vorschriften für den Betrieb mit der Nennspannung 380 kV ertüchtigt.
3. **«Pradella – La Punt»:** Die 49 km lange Leitung ist heute mit einem Strang für 380 kV durchgängig und zwischen Ova Spin und Pradella zusätzlich mit einem Strang für 220 kV belegt. Geplant ist die Ausrüstung der Leitung für 2x 380-kV. Der 220-kV-Strang wird rückgebaut und durch eine separate 110 kV-Leitung für den Energieabtransport des Kraftwerkes Ova Spin ersetzt.
4. **«Chippis – Lavorgo»:** Es wird der Neubau einer durchgehenden Leitung für zwei Stränge mit 380kV geplant, wovon ein Strang vorläufig mit 220 kV betrieben werden soll. Streckenweise wird ebenfalls eine SBB-Schleife mitgeführt. Abschnittsweise werden zusätzliche 220-kV-Stränge zur Anbindung diverser Produktionsstandorte mit eingeplant.
5. **«Beznau – Mettlen»:** Netzverstärkung der bestehenden Leitungen zwischen Beznau und Mettlen mit durchgängig 2x380 kV. Nach Realisierung ist zunächst der Betrieb mit 1x 380 kV und 1x 220 kV geplant.
6. **«Bassecourt – Mühleberg»:** Netzverstärkung der 45,4 km langen 380-/ 220-kV-Freileitung aus dem Baujahr 1978. Diese Leitung wurde für einen Strang mit 380-kV- und einen weiteren mit 220-kV-Nennspannung genehmigt und errichtet. Seit Inbetriebnahme werden beide Stränge allerdings nur mit 220- bzw. 132-kV-Nennspannung betrieben. Die mit 220 kV betriebene Leitung wird in diesem Projekt für den Betrieb mit 380 kV gemäss den heutigen Vorschriften ertüchtigt.
7. **«Magadino»:** Es erfolgt eine «Einschlaufung» der Leitung «Avegno – Gorduno» ab dem Raum Riazzino in das vorhandene (aber ggf. zu ertüchtigende) Unterwerk Magadino, wo sie direkt mit dem übrigen 220-kV-Netz verknüpft wird.
8. **«Génissiat – Foretaille»:** Geplant ist die Verstärkung und Teilverkabelung (im Raum Genf Flughafen) des 13,7 km langen Leitungszuges. Dieses Projekt befindet sich aktuell noch nicht in der Projektierung. Im Falle der bisherigen Planungs- und Genehmigungsdauern von meist weit über 10 Jahren besteht die Gefahr von Verzögerungen für dieses Projekt. Somit wird die geplante Umsetzung des Projektes bis zum Jahr 2025 nur mit stark beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren zu erreichen sein.
9. **«Mettlen – Ulrichen»:** Durchgängige Netzverstärkung der bestehenden 87,1 km langen 220-kV-Leitungen auf 380 kV. Auch für die plangemässe Umsetzung dieses Projektes bis zum Jahr 2025 sind effiziente Planungs- und Genehmigungsverfahren notwendig.
10. **«Mettlen – Verderio»:** Dieses Projekt besteht aus einer 400-kV-Gleichstromverbindung (DC) mit 1100 MW von Sils i.D. – Splügenpass – Verderio (Italien) in einem Abschnitt der ehem. Ölleitung Genua - Ingoldstadt («Greenconnector»). Die Trasse weist eine Gesamtlänge von 152 km auf, wovon rund 32 km in der Schweiz liegen. Des Weiteren ist eine Verstärkung der Zuleitung «Mettlen – Grynau – Sils» erforderlich. Hierzu könnte der rund 150 km lange Leitungszug in AC-Technik ausgebaut oder in eine AC/DC-Hybrid-Leitung umgebaut werden.

Diese mithilfe der technischen Netzmodellierung unter Anwendung des PINT Verfahrens hergeleiteten Projekte werden im Folgenden einer multikriteriellen Bewertung unterzogen, um als ergänzendes Kriterium zur technischen Notwendigkeit ihre Vorteilhaftigkeit für die Schweizer Volkswirtschaft zu bestimmen. Im Rahmen der in Kapitel 7 dargestellten Bewertung werden weitere Details zu den Projekten vorgestellt.

Zur Validierung der Robustheit des ermittelten technischen Netzes «On Track» wird dieses einem Stresstest und weiteren Sensitivitätsanalysen unterzogen. Die Ergebnisse sind in 5.6 dargestellt.

5.5.2. Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Slow Progress»

Die oben dargestellten iterativen Schritte wurden ebenfalls für das Szenario «Slow Progress» durchlaufen. Resultat ist das technische Netz «Slow Progress». Abbildung 5.15 zeigt die für das Szenario «Slow Progress» erforderlichen Netzerweiterungsmassnahmen zur Beseitigung der strukturellen Engpässe¹¹.

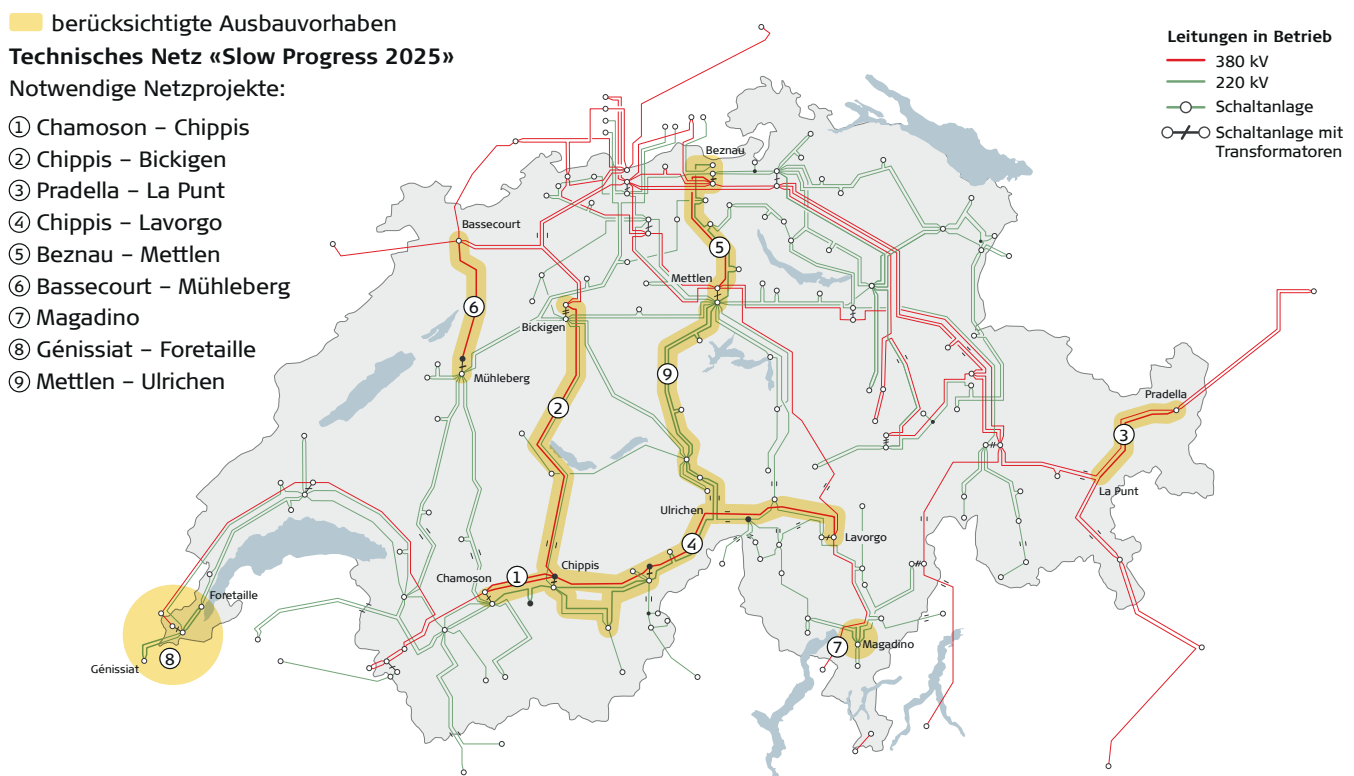


Abbildung 5.15: Technisches Netz «Slow Progress 2025»

¹¹ Anschlussbegehren von Verteilnetzbetreibern und Kraftwerken werden in Kapitel 8.2 dargestellt.

In diesem Szenario werden die wesentlichen Engpässe durch die gleichen Massnahmen wie für das Netz «On Track» behoben, mit Ausnahme des Projektes 10 «Mettlen – Verderio». Dieses Projekt ist aufgrund der geringeren NTC nach Italien im «Slow Progress»-Szenario nicht notwendig. Entsprechend umfasst das technische Netz «Slow Progress» die folgenden 9 Projekte:

1. «Chamoson – Chippis»
2. «Chippis – Bickigen»
3. «Pradella – La Punt»
4. «Chippis – Lavorgo»
5. «Beznau – Mettlen»
6. «Bassecourt – Mühleberg»
7. «Magadino»
8. «Génissiat – Foretaille»
9. «Mettlen – Ulrichen»

Zur Validierung der Robustheit des ermittelten Netzes «Slow Progress 2025» wird auch dieses einem Stresstest und weiteren Sensitivitätsanalysen unterzogen (siehe Kapitel 5.6).

5.6. Stresstests für 2025 und Sensitivitätsanalysen 2025 und 2035

► In Kürze:

Die technisch hergeleiteten Netze werden mithilfe von Stresstests auf ihre Stabilität geprüft, indem kritische Sondersituationen (z.B. Ausfall eines kompletten Unterwerks oder einer Sammelschiene) simuliert werden. Die Tests zeigen, dass die definierten technischen Netze in der Lage sind, kritische Netzsituationen zu bewältigen.

Die mittels PINT abgeleiteten technischen Netze sind in der Lage, auch beim Ausfall einer Leitung oder eines Transformators weiterhin einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Sie sind damit n-1-sicher. Dieses Kriterium ist Grundlage für die Ableitung des technischen Netzes, bezieht sich allerdings nur auf den Ausfall einzelner Leitungen und Transformatoren.

Der Ausfall mehrerer Elemente und die Betrachtung von anderen Extremsituationen werden in gesonderten Stresstests ermittelt. Sie werden nur für die technischen Netze 2025 und nicht für die technischen Netze 2035 durchgeführt. Der Grund dafür ist der Fokus der aktuellen Netzplanung auf dem «Strategischen Netz 2025». Ebenso wie die Stresstests dienen die technischen Netze 2035 zur Validierung der Ergebnisse aus dem Jahr 2025.

Die Stresstests beinhalten folgende Situationen:

- » Stresstest 1: n-1-Sicherheit bei maximaler Produktion und maximalem Pumpbetrieb von PSKW, d.h., bei voller Produktion ohne Berücksichtigung von allfälligen hydraulischen Einschränkungen;
- » Stresstest 2: n-2-Sicherheit während einer starken Importsituation und einer starken Exportsituation;
- » Stresstest 3: n-k (Sammelschiene) Im Falle eines Ausfalls einer kompletten Sammelschiene;
- » Stresstest 4: n-k (Unterwerke) Im Falle eines Ausfalls eines kompletten Unterwerkes.

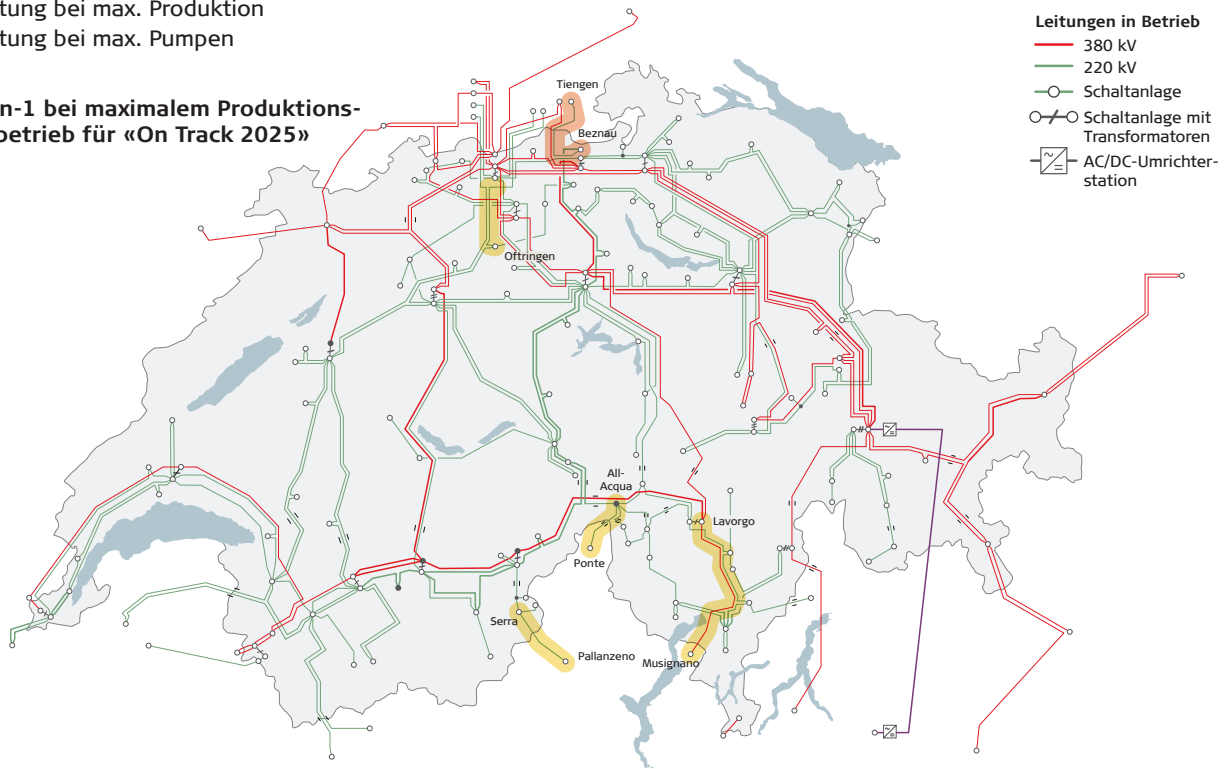
Ergänzend zu den Stresstests werden zusätzliche Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um mögliche Änderungen von für die Netzplanung relevanten Umweltbedingungen zu simulieren. Diese umfassen neben Analysen für 2025 auch eine Sensitivität für das Jahr 2035:

- » Sensitivität 1: n-1-Sicherheit, wenn die für den Zeitraum bis 2035 geplanten Kraftwerke PSKW Grimsel 3 (KWO+ mit 600 MW), PSKW Rhodix (900 MW), GuD Cornaux (420 MW) und GuD Chavalon (440 MW) bereits in 2025 im Betrieb wären;
- » Sensitivität 2: Lasterhöhung um 2GW;
- » Sensitivität 3: Transiterhöhung um 1GW Nord – Süd;
- » Sensitivität 4: Einplanung einer «DC-Nordtrasse» durch die Schweiz für 2035.

5.6.1. Stresstest 1: n-1-Sicherheit bei maximaler Produktion resp. maximalem Pumpbetrieb

- Überlastung bei max. Produktion
- Überlastung bei max. Pumpen

Stresstest n-1 bei maximalem Produktions- bzw. Pumpbetrieb für «On Track 2025»



- Überlastung bei max. Produktion
- Überlastung bei max. Pumpen

Stresstest n-1 bei maximalem Produktions- bzw. Pumpbetrieb für «Slow Progress 2025»

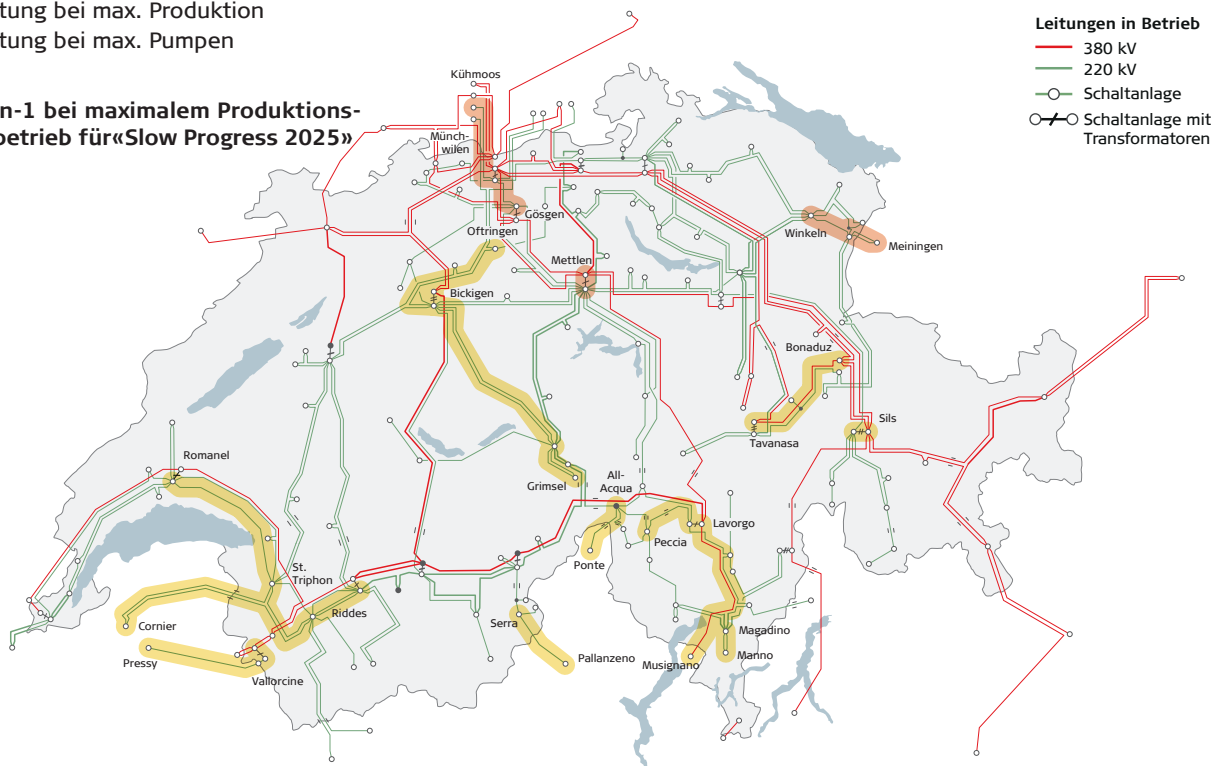


Abbildung 5.16: n-1: Maximale Produktion und maximaler Pumpbetrieb der Pumpspeicherkraftwerke

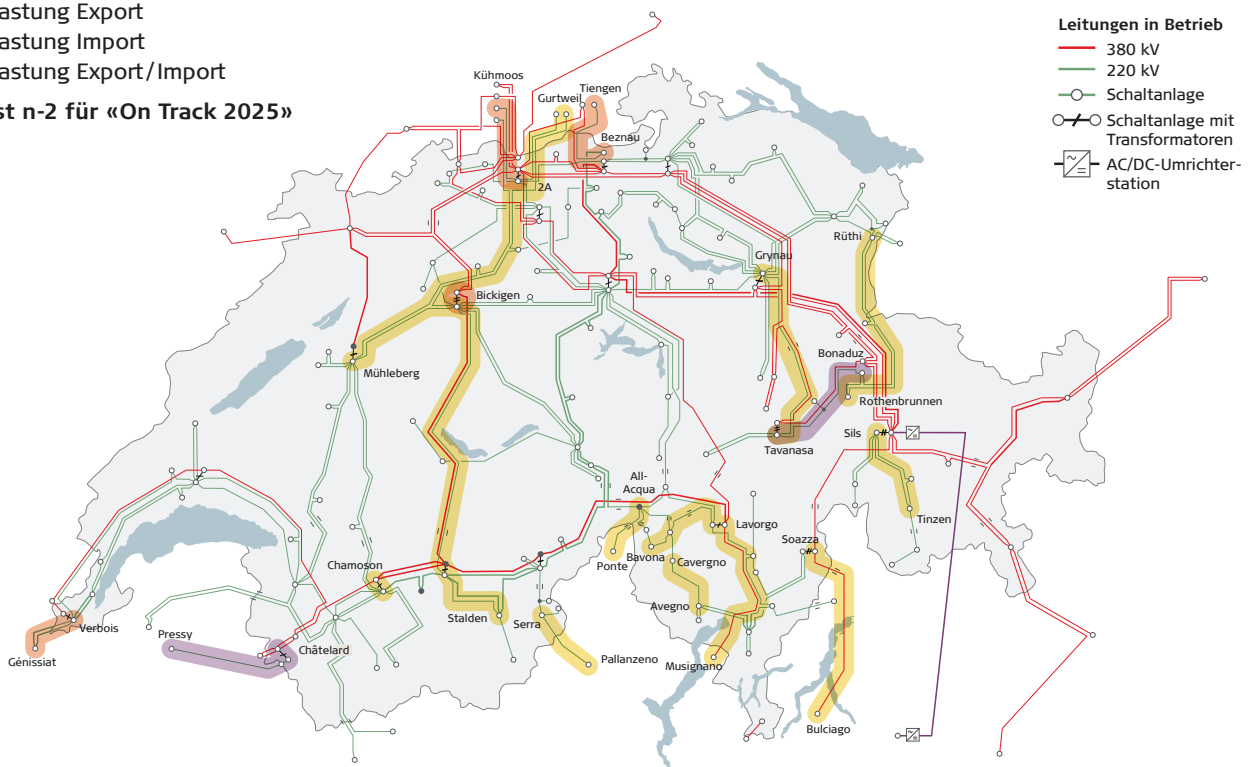
Die n-1-Überschreitungen für den Fall, dass alle Kraftwerke maximal produzieren, sind in Abbildung 5.16 jeweils separat für das technische Netz «On Track» und «Slow Progress» dargestellt. Es zeigt sich, dass ein komplett n-1-sicherer Betrieb im Falle des Abtransports der zusätzlichen Leistung an der Landesgrenze Schweiz–Italien nicht mehr gewährleistet ist. Die n-1-Überschreitungen bei maximalem Pumpbetrieb der Pumpspeicherkraftwerke sind in Orange dargestellt. Im technischen Netz «On Track» kommt es lediglich auf der Grenzleitung «Beznau – Tiengen» nach Deutschland zu einer Verletzung des Kriteriums. Im technischen Netz «Slow Progress» sind die n-1-Überschreitungen beim maximalen Pumpbetrieb weiträumiger.

Während im Netz «Slow Progress» des Öfteren n-1-Überschreitungen erfolgen, kann das Netz «On Track» diese extremen Produktionsfälle weitestgehend sicher bewerkstelligen. Diese Überlastungen können im Allgemeinen durch zusätzliche topologische Massnahmen im Netz (z.B. Änderung der Transformatorenstufung und der Sammelschienenkonfiguration) entschärft werden.

5.6.2. Stresstest 2: n-2-Sicherheit bei starkem Import / starkem Export

- Überlastung Export
- Überlastung Import
- Überlastung Export/Import

Stresstest n-2 für «On Track 2025»



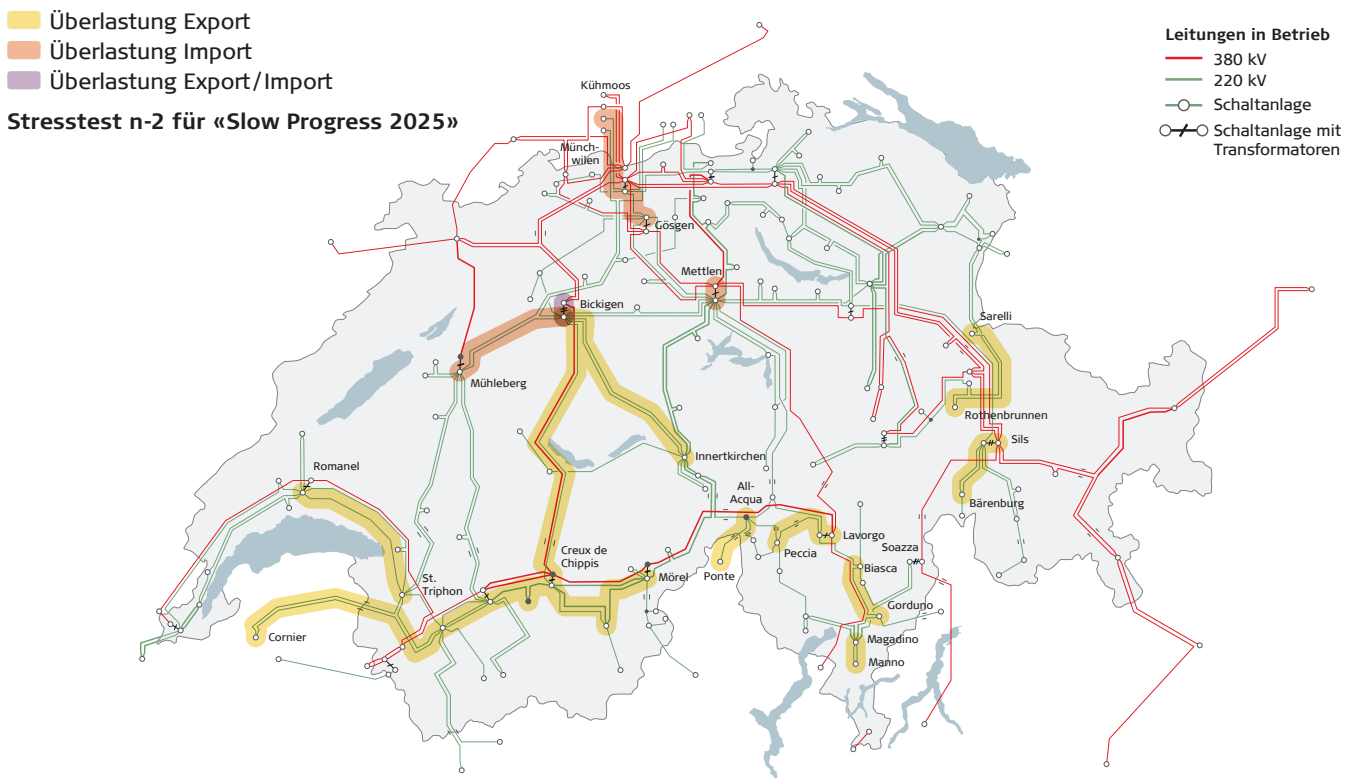


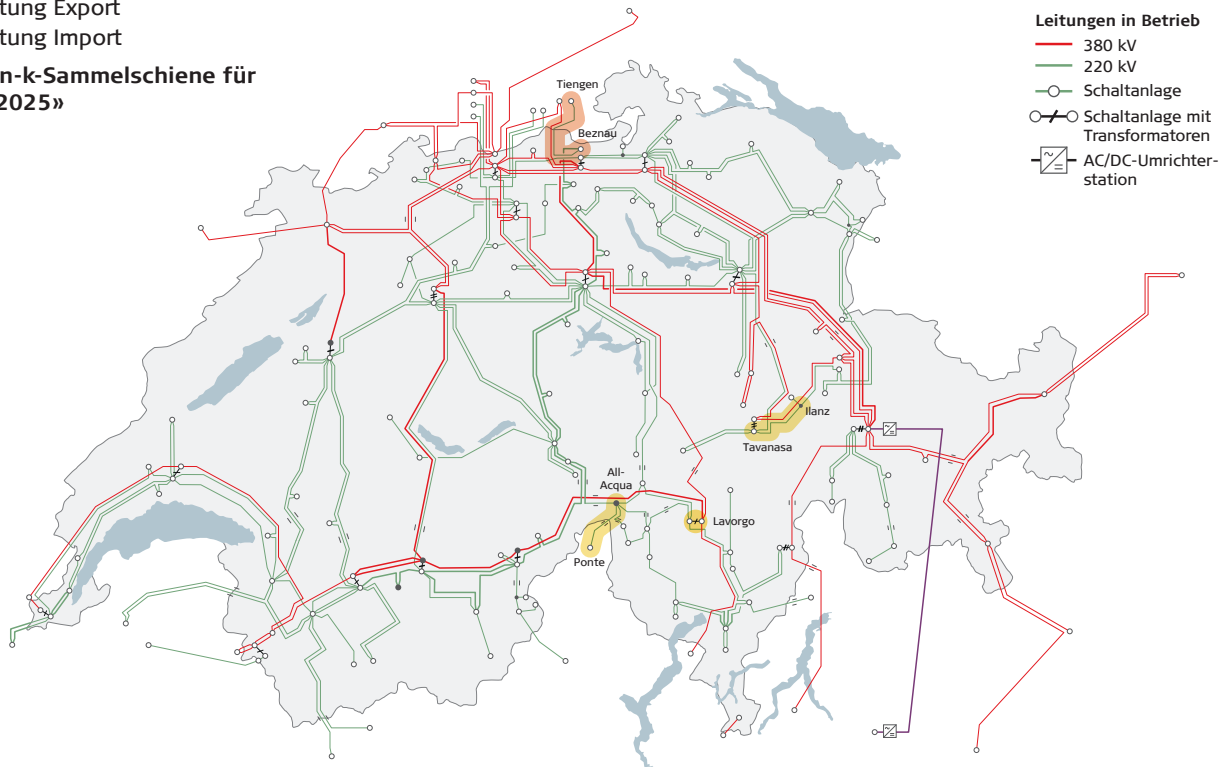
Abbildung 5.17: n-2: Starke Import- und Exportsituation

Die Analyse der n-2-Überschreitungen, d.h., der Grenzwertüberschreitungen bei Ausfall von zwei beliebigen Leitungen oder Transformatoren, zeigt für den Export-Fall im Netz «On Track» und «Slow Progress» vor allem Verletzungen im Alpenraum bei hoher hydraulischer Produktion. Der für die Versorgungssicherheit wichtige Import-Fall erzeugt dagegen deutlich geringere Überschreitungen. Hier sind vor allem im Norden der Schweiz beim Grenzübergang Richtung Deutschland und im Raum Genf Überschreitungen des zulässigen Stromwertes zu beobachten. Abbildung 5.17 illustriert die Resultate dieses Stresstests. Das konzipierte Netz ist zwar n-1-sicher, aber nicht überdimensioniert: Im Normalzustand ist die Netzsicherheit somit auch bei einem ungeplanten Ausfall eines Betriebsmittels (Leitung oder Transformator) gewährleistet. Wird aber das Netz durch eine geplante Ausserbetriebnahme (z.B. Unterhalt) weiter geschwächt, müssten Kraftwerke oder Grenzkapazitäten (NTC) bei Bedarf eingeschränkt werden, damit das n-1-Kriterium eingehalten werden kann. Die vertikale Versorgungssicherheit, insbesondere bei Ballungszentren, wird mit einer erhöhten Systemredundanz geplant.

5.6.3. Stresstest 3: n-k (Sammelschiene) beim systematischen Ausfall einer Sammelschiene

- Überlastung Export
- Überlastung Import

Stresstest n-k-Sammelschiene für
«On Track 2025»



- Überlastung Export
- Überlastung Import

Stresstest n-k-Sammelschiene für
«Slow Progress 2025»

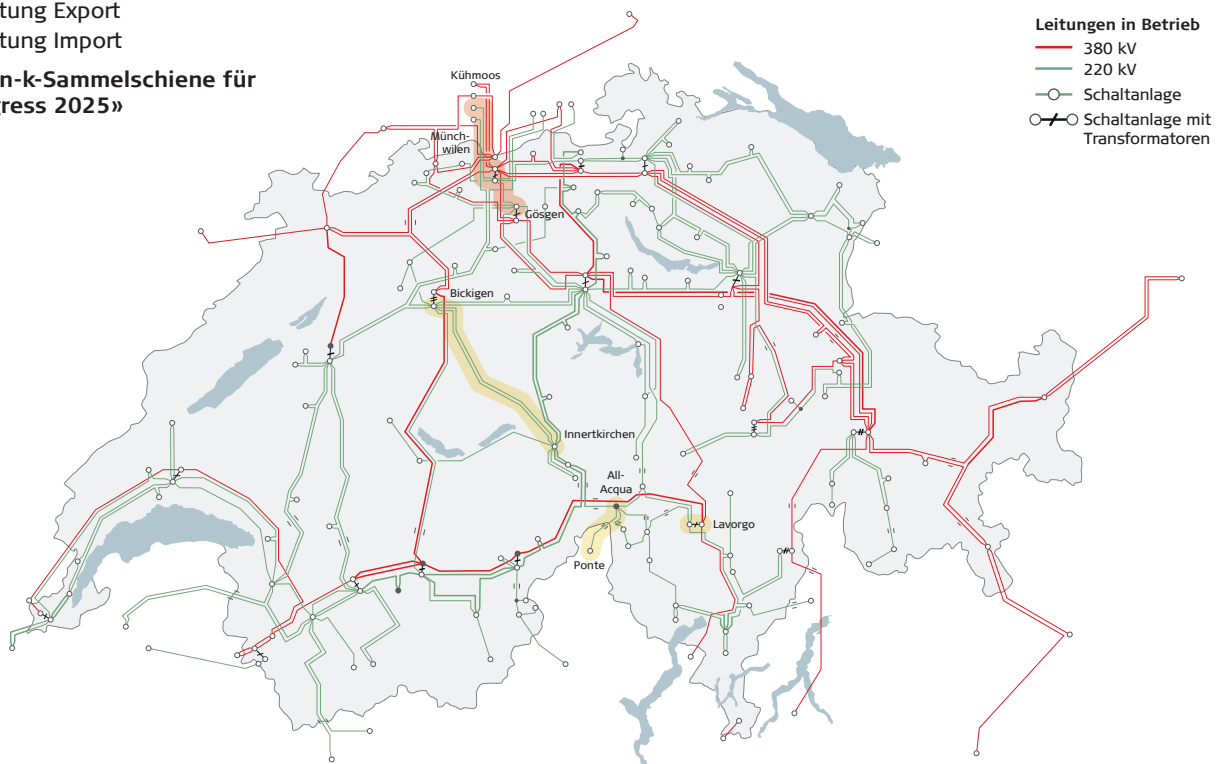


Abbildung 5.18: n-k: Systematischer Ausfall einer Sammelschiene

Der Ausfall einer beliebigen Sammelschiene ist in Abbildung 5.18 dargestellt. Überschreitungen des maximal zulässigen Stromwertes können im Export-Fall für das Netz «On Track» und «Slow Progress» nur bei drei 220-kV-Leitungen im Alpenraum und zwischen Bickigen und Innertkirchen beobachtet werden. Bei hohem Import tritt (wie auch schon beim maximalen Pumpbetrieb) im Netz «On Track» auf der Leitung «Beznau – Tiengen» und im Netz «Slow Progress» auf der Leitung «Gösgen – Kühmoos» in Richtung Deutschland eine kritische Situation auf.

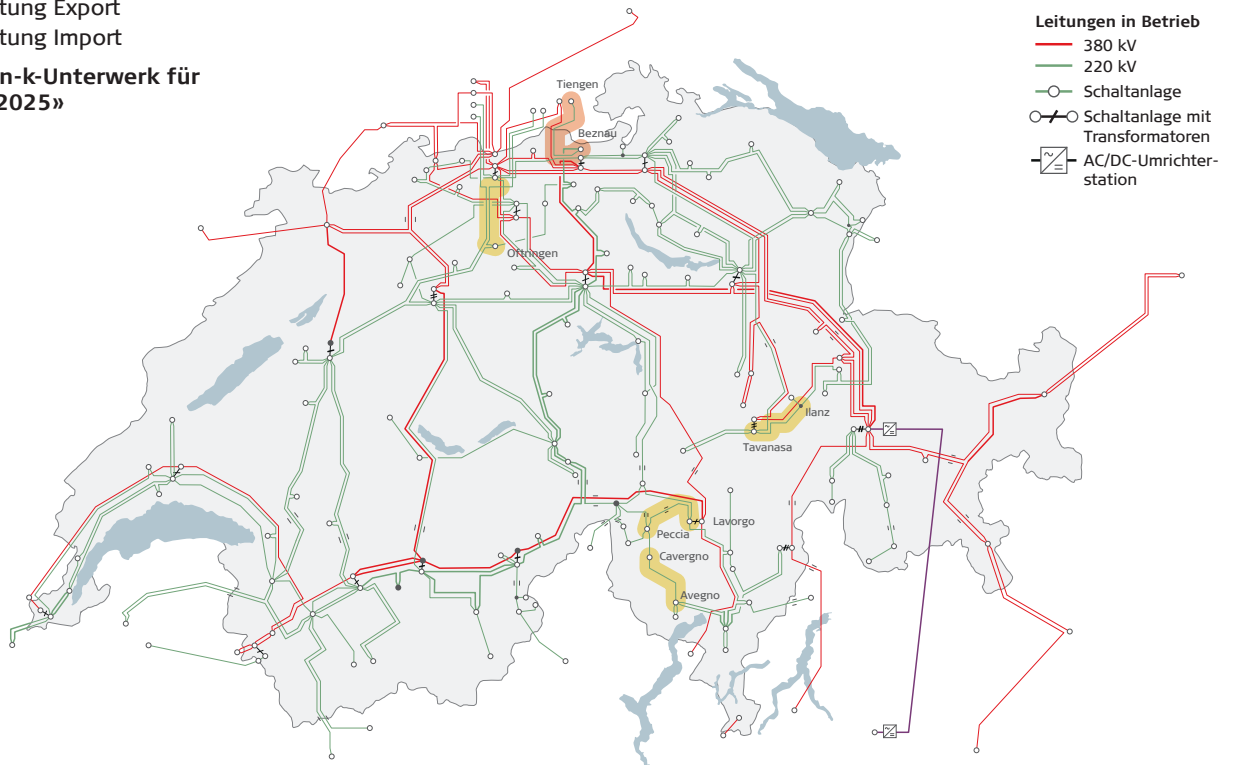
Der Ausfall einer Sammelschiene stellt für das Übertragungsnetz keine kritische Situation dar. Es ist jedoch zu prüfen, ob bei einem entsprechenden Ausfall die Verteilnetze weiterhin ausreichend versorgt werden können. Ist die Redundanz im untergelagerten Netz (NE3) nicht gegeben, wird im Rahmen der AG RKN eine technisch und volkswirtschaftlich optimale Lösung zwischen Swissgrid und den betroffenen Verteilnetzbetreibern erarbeitet. Swissgrid stellt sicher, dass daraus resultierende, formelle Anschlussbegehren von Verteilnetzseite in die Swissgrid Netzplanung einfließen¹².

12 Siehe Kapitel 8.2 zu den Swissgrid vorliegenden Anschlussbegehren.

5.6.4. Stresstest 4: n-k (Unterwerk) beim systematischen Ausfall eines Unterwerkes

- Überlastung Export
- Überlastung Import

Stresstest n-k-Unterwerk für
«On Track 2025»



- Überlastung Export
- Überlastung Import

Stresstest n-k-Unterwerk für
«Slow Progress 2025»

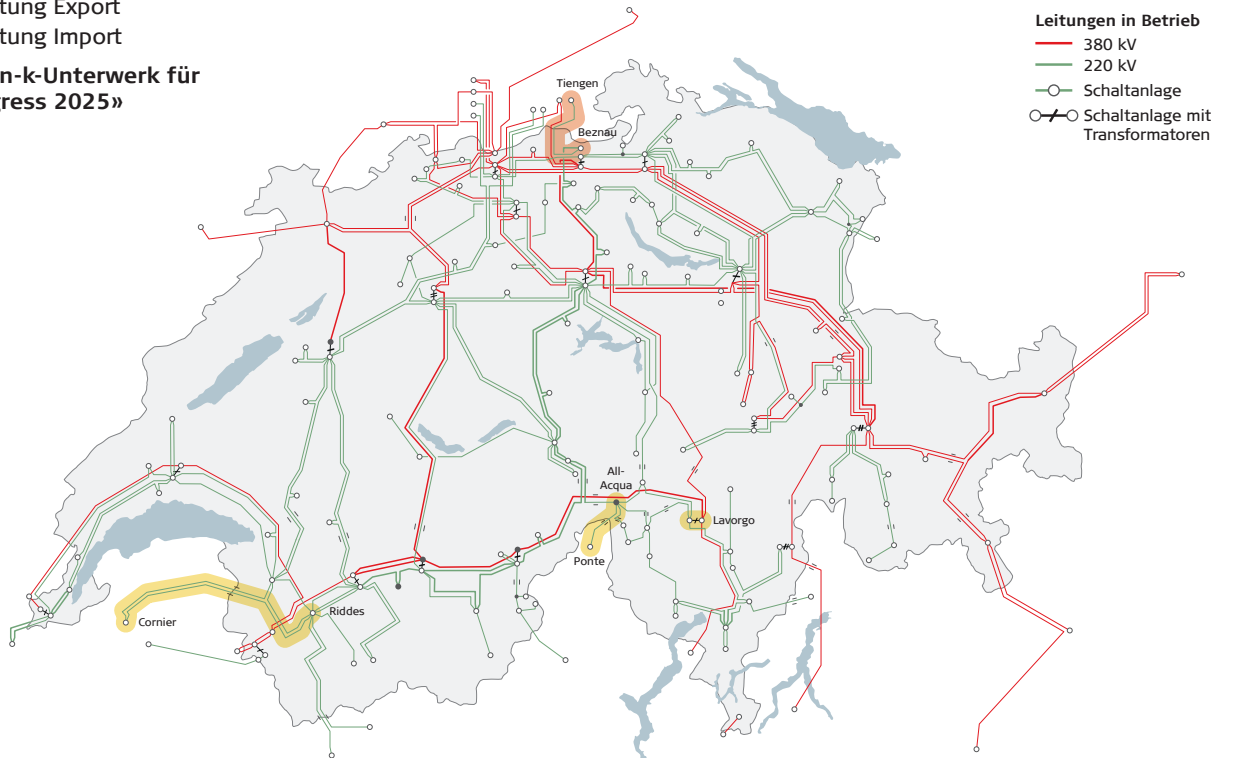


Abbildung 5.19: n-k: Systematischer Ausfall eines Unterwerkes

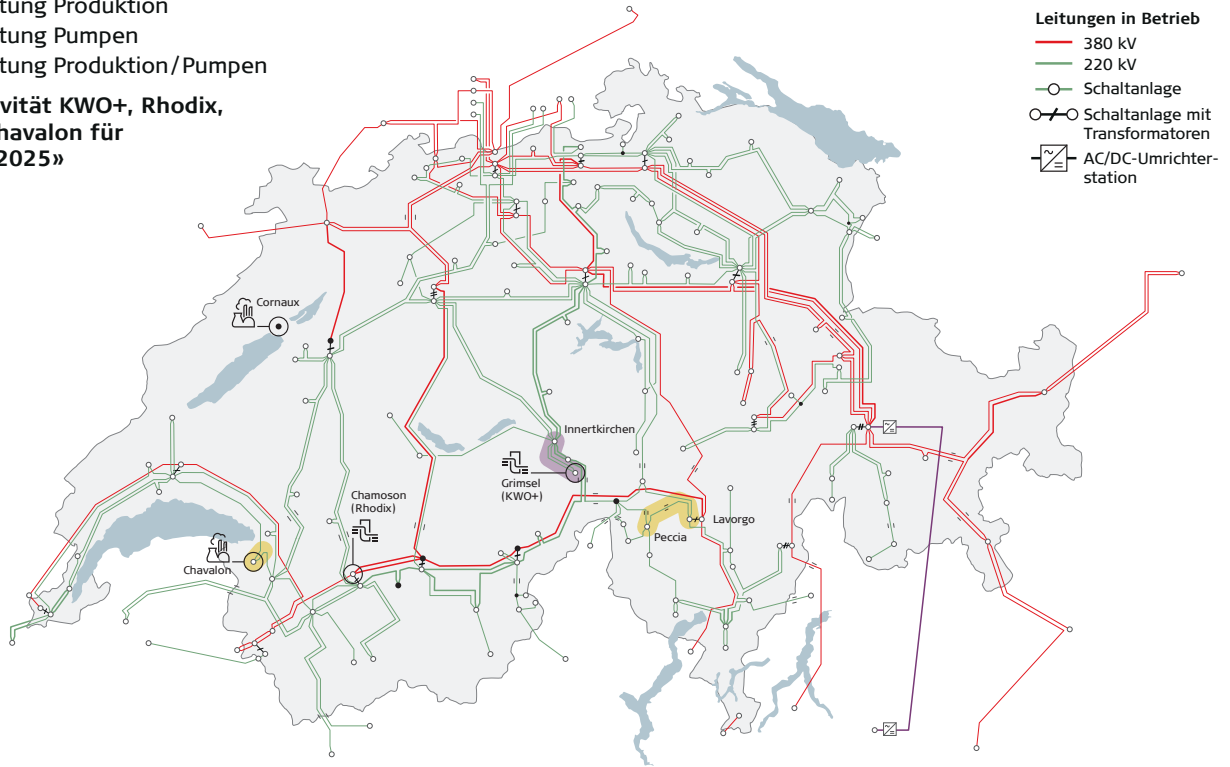
Der Ausfall eines beliebigen Unterwerks ist in Abbildung 5.19 dargestellt. Der Export-Fall führt vor allem auf den Leitungen im Alpenraum zu Überlastungen. Bei hohen Importen, die in diesem Szenario insbesondere aus Deutschland und Frankreich kommen, tritt auf der Leitung «Beznau – Tiengen» im Netz «On Track» sowie «Slow Progress» eine Überschreitung des Grenzwertes auf. Beim Ausfall ganzer Unterwerke fällt die betroffene Produktion ebenfalls weg, d.h., muss durch Systemdienstleistungen im In- und Ausland kompensiert werden.

Der Ausfall eines kompletten Unterwerkes verschiebt die Lastflüsse weiträumiger, womit die aus der Sammelschienen-Ausfallrechnung relativ geringe Anzahl an überlasteten Elementen bestätigt wird. Auch hier ist aber wieder kritisch zu prüfen, ob nach dem Ausfall eines kompletten Unterwerkes die Verteilnetze ausreichend versorgt werden können bzw. ob Netzmassnahmen aus Verteilnetzsicht erforderlich sind.

5.6.5. Sensitivität 1: n-1-Sicherheit mit Kraftwerken KWO+, Rhodix, Cornaux und Chavalon in Betrieb

- Überlastung Produktion
- Überlastung Pumpen
- Überlastung Produktion/Pumpen

n-1-Sensitivität KWO+, Rhodix, Cornaux, Chavalon für «On Track 2025»



- Überlastung Produktion
- Überlastung Pumpen
- Überlastung Produktion/Pumpen

n-1-Sensitivität KWO+, Rhodix, Cornaux, Chavalon für «Slow Progress 2025»

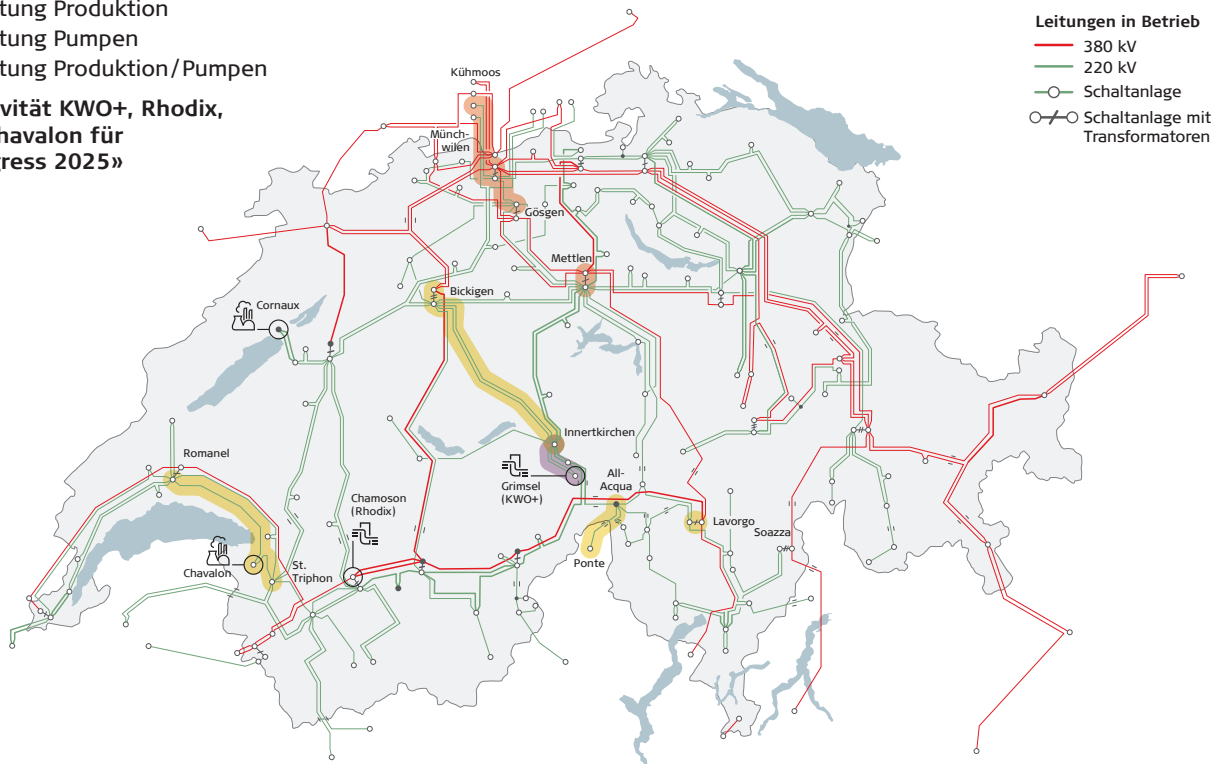


Abbildung 5.20: n-1-Sicherheit: Zusätzlicher Betrieb der Kraftwerke KWO+, Rhodix, Cornaux & Chavalon

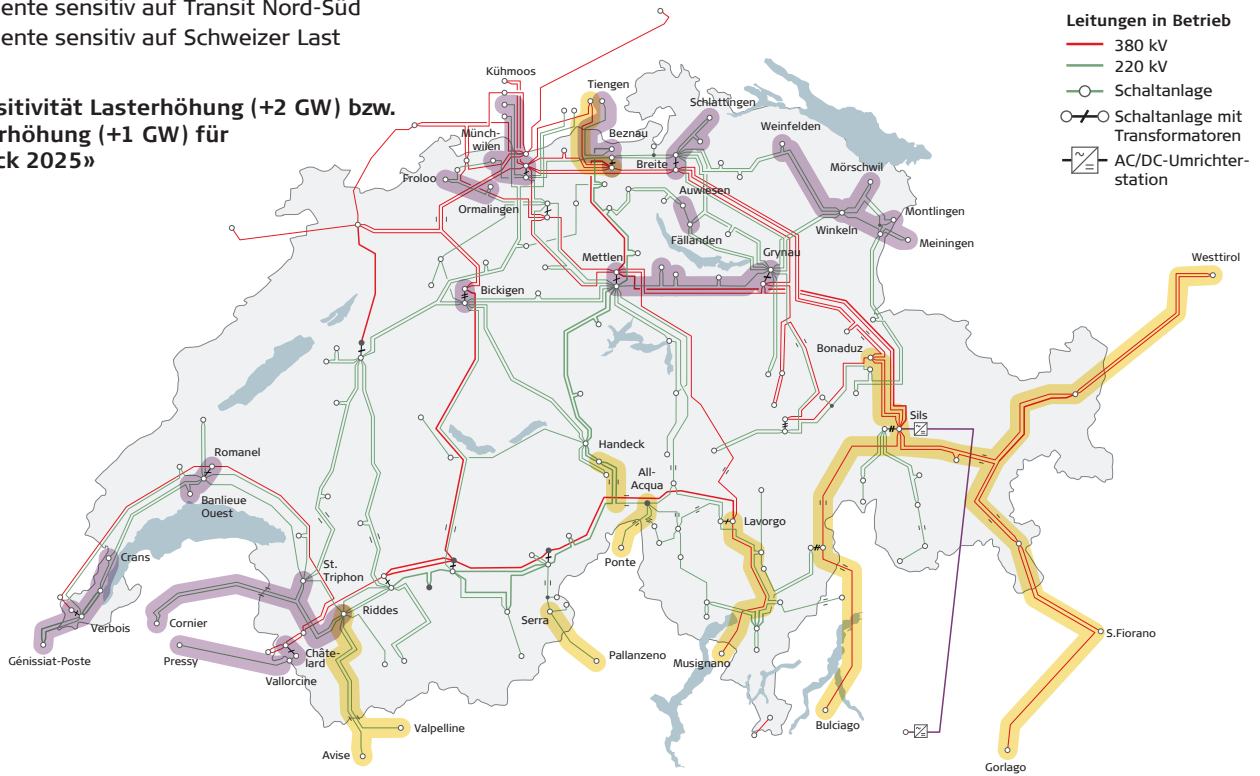
Der Anschluss zusätzlicher Kraftwerke, die in den bisherigen Szenarien noch nicht vorgesehen waren, zeigt eine n-1-Verletzung in der Nähe der Kraftwerke KWO+, Rhodix und Chavalon. Abbildung 5.20 verdeutlicht diese Überschreitungen grafisch. Die Überschreitungen treten im technischen Netz «On Track» vor allem lokal in der Nähe der Kraftwerke auf. Im Netz «Slow Progress» sind darüber hinaus noch n-1-Überschreitungen zwischen Innertkirchen und Bickigen sowie Romanel und St. Triphon beobachtbar. Im Netz «Slow Progress» zeigt sich auch eine n-1-Überschreitung durch den Pumpbetrieb in Mettlen sowie an der Grenze zu Deutschland.

Sollten diese Kraftwerksprojekte realisiert werden, bestünde ein weiterer Ausbaubedarf für das Netz in der Nähe der Kraftwerke. Das vorgelagerte Netz in «On Track» kann den zusätzlichen Belastungen standhalten. Das Netz «Slow Progress» würde einen vereinzelt Netzausbau im vorgelagerten Netz erfordern.

5.6.6. Sensitivitäten 2 & 3: Lasterhöhung um 2 GW & Transiterhöhung von 1 GW Nord-Süd

- Elemente sensitiv auf Transit Nord-Süd
- Elemente sensitiv auf Schweizer Last

n-1-Sensitivität Lasterhöhung (+2 GW) bzw. Transiterhöhung (+1 GW) für «On Track 2025»



- Elemente sensitiv auf Transit Nord-Süd
- Elemente sensitiv auf Schweizer Last

n-1-Sensitivität Lasterhöhung (+2 GW) bzw. Transiterhöhung (+1 GW) für «Slow Progress 2025»

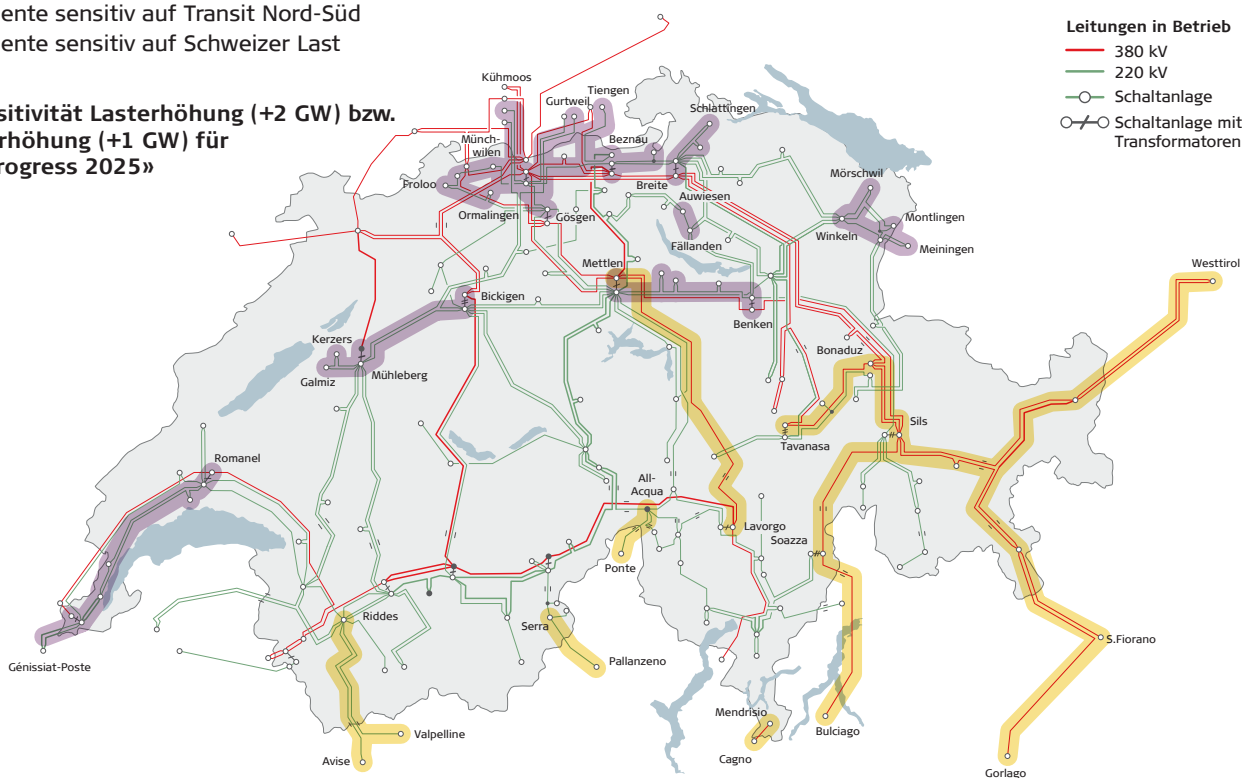


Abbildung 5.21: Lasterhöhung und Transit Nord-Süd in den Szenarien «On Track» und «Slow Progress»

Die Analysen bezüglich Sensitivitäten zu Last und Transit sind in Abbildung 5.21 dargestellt. Der erhöhte Transit Nord-Süd führt hierbei vor allem auf den Leitungen im Alpenraum in beiden Netzen «On Track» und «Slow Progress» zu erhöhten Netzbelastungen. Insbesondere im Norden und Osten der Schweiz treten bei einer Erhöhung der Last höhere Belastungen auf.

In der Netzplanung werden die Leistungsflüsse durch die Schweiz in Absprache mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern mittels der bestehenden und geplanten Betriebsmittel (d.h. Phasenschieber-Transformatoren, AC/DC-Konverter) im In- und Ausland auf die kommerziellen Fahrpläne eingestellt. Bei kritischen Nord-Süd-Leistungsflüssen durch die Schweiz koordiniert Terna die benachbarten Übertragungsnetzbetreiber, um sie mit den bestehenden Phasenschieber-Transformatoren entsprechend zu steuern. Falls diese und weitere topologische Massnahmen nicht ausreichen würden, müsste auch in Zukunft ein internationaler Redispatch angeordnet werden.

Da sich entsprechende Belastungsänderungen sehr linear verhalten, können aus der Sensitivität zur Transiterhöhung einige ergänzende Schlüsse gezogen werden. Diese betreffen auch die Konsequenzen einer etwaigen Nord-Süd-Lastflussumkehr, das heisst von Italien in die Schweiz:

- » eine Transiterhöhung Süd → Nord würde die gelb eingefärbten Stromkreise entlasten;
- » eine Lastverringerng (z.B. durch hohe verbrauchsnahe Solar-Einspeisung) würde zu einer Belastungsreduktion in den violett eingefärbten Regionen führen.

5.6.7. Sensitivität «DC-Nordtrasse»

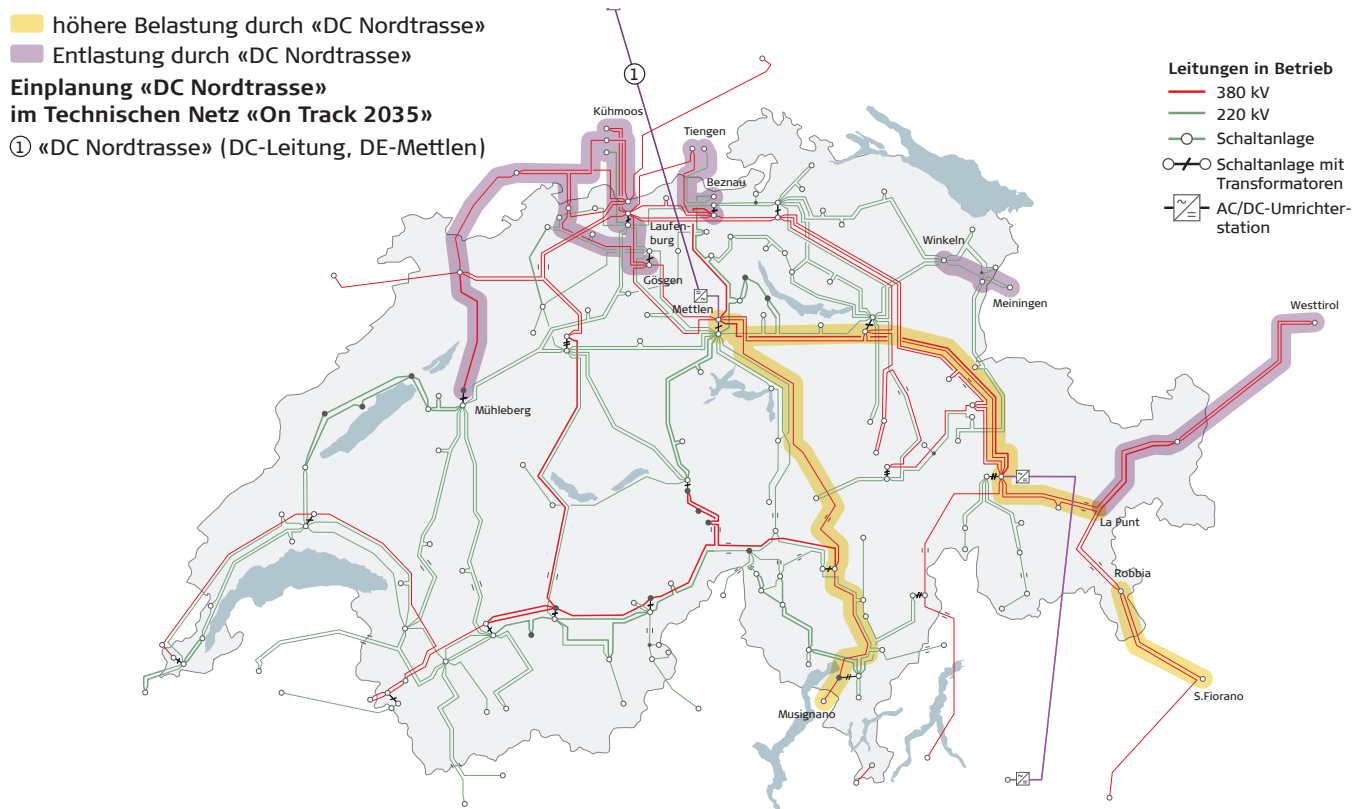


Abbildung 5.22: Sensitivität «DC-Nordtrasse»

In dieser Sensitivität wird geprüft, inwieweit eine mögliche DC-Leitung am Norddach mit Eingangspunkt «Mettlen» einige der geplanten Netzerweiterungsprojekte hinfällig machen könnte und zu welchen Änderungen sie im Hinblick auf die Netzsituation an der Nordgrenze, aber auch im Hinterland führen würde.

Die Analyse zeigt, dass die im europäischen Verbund betrachtete mögliche 2-GW-DC-Leitung¹³ (sog. «DC-Nordtrasse») von Süddeutschland nach Mettlen in manchen Bereichen zu Entlastungen des Schweizer AC-Netzes, aber auch zu signifikanten Zusatzbelastungen in anderen Leitungsabschnitten führt:

- » **Stärkere Belastungen** treten auf der Achse zwischen der «DC-Nordtrasse» und dem «Greenconnector» auf, was sich durch den forcierten Fluss der beiden DC-Verbindungen erklärt. Ebenfalls wird die parallel verlaufende Achse (Lukmanier-Leitung) stärker belastet, da diese im Falle eines Ausfalls des «Greenconnectors»¹⁴ einen Grossteil der von der «DC-Nordtrasse» eingespeisten Leistung abtransportieren müsste¹⁵.
- » **Entlastungen von Leitungen** betreffen insbesondere das Schweizer Dach. Die Leitungen, die parallel zur «DC-Nordtrasse» verlaufen, werden entsprechend stark entlastet, wobei mit zunehmender Entfernung die Entlastungen abnehmen. Ein allfälliger Rückbau sämtlicher AC-Ausbauvorhaben Richtung Schweizer Nordgrenze ergibt sich

¹³ Das Kürzel DC steht für «direct current». Es wird international für Gleichstrom verwendet, d.h., für Strom, der seine Stärke und Richtung (im Gegensatz zu Wechselstrom) nicht ändert.

¹⁴ Der sog. «Greenconnector» ist Teil des Projektes «Mettlen-Verderio»

¹⁵ Die stärkeren Belastungen bei Bickigen und auf dem Baselbieter Ring sind durch den Rückbau der 220-kV-Leitung Laufenburg – Gösgen – Mettlen zu erklären. Die somit fehlende Verbindung Laufenburg Gösgen 220 kV wird zum Teil durch den Baselbieter-Ring kompensiert.

daher nicht unmittelbar, d.h., müsste mittels weiterer Berechnungen geprüft werden. Erste Optimistische Schätzungen ergeben, dass folgende geplante Erweiterungsprojekte theoretisch¹⁶ durch die «DC-Nordtrasse» substituierbar wären, die somit dann weiterhin auf der heutigen Spannung von 220 kV betrieben würden:

- » «Bassecourt – Mühleberg» (10,85 Mio CHF);
- » «Beznau – Mettlen» (63,35 Mio CHF);
- » «Pradella – La Punt» (60,79 Mio CHF).

Auf Basis der gesetzten Annahmen stellt diese Leitung aus heutiger Sicht keine sinnvolle Alternative zu den geplanten konventionellen AC-Netzerweiterungsprojekten von Swissgrid dar. Grund hierfür ist neben den betrieblichen und technologischen Risiken, den hohen Investitionskosten der «DC-Nordtrasse» sowie den höheren Verlustkosten auch die Tatsache, dass sie keine bestehenden bzw. neuen Leitungen komplett ersetzen könnte. Allerdings könnte die «DC-Nordtrasse» bei einer zusätzlichen NTC-Erhöhung über die in der Swissgrid Netzplanung für 2025 und 2035 angesetzten Werte hinaus langfristig eine technisch sinnvolle Alternative sein.

16 D.h., praktisch relevante Aspekte wie Timing, Genehmigungen etc. wurden hier nicht betrachtet.

5.7. Technische Netze 2035 zur Validierung der Ergebnisse für 2025

► In Kürze:

Die technischen Netze 2035 werden gerechnet, um die Ergebnisse für 2025 auf ihre langfristige Zukunftssicherheit zu überprüfen und ein zweites Stützjahr für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Kernszenarien zu erhalten. Diese werden ergänzt um die zwei Randszenarien «Sun» und «Stagnancy».

Die Ergebnisse zeigen, dass es im Jahr 2035 in «On Track» und «Slow Progress» in der Nordschweiz (an der Grenze zu Deutschland) sowie der Südschweiz zu zusätzlichen Netzbelastungen kommt. Diese erfordern einen weiteren Ausbau der technischen Netze «On Track» und «Slow Progress» im Jahr 2035 um zwei weitere Netzmassnahmen («Kühmoos – Laufenburg» und «Leventina+ 14»). Lastflussanalysen der Netzmassnahmen, welche für 2035 im technischen Netz 2025 hinzugefügt wurden, zeigen eine ähnliche bzw. teilweise auch steigende n-1-Auslastung zwischen 2025 und 2035. Dies bestätigt, dass die Netzmassnahmen 2025 robust im Hinblick auf die angenommenen Anforderungen in 2035 sind.

Auch im Randszenario «Stagnancy» kommt es im Jahr 2035 in der Nordschweiz an der Grenze zu Deutschland zu zusätzlichen Netzbelastungen, welche einen weiteren Ausbau erfordern. Im Unterschied zu «On Track» und «Slow Progress 2035» treten in der Südschweiz aufgrund der geringeren Exporte nach Italien keine Netzüberlastungen auf, sodass hier keine weiteren Netzmassnahmen notwendig werden. Die n-1-Auslastung der Leitungen im Szenario «Stagnancy» auf Basis der Lastflussanalysen ist vergleichbar mit den Auslastungen in «Slow Progress». Dies ist ein Hinweis darauf, dass die Netzmassnahmen aus 2025 selbst bei einer Rezession in der Schweiz weiterhin notwendig sind.

Im «Sun»-Szenario führt die hohe PV-Einspeisung in bestimmten Regionen zu zusätzlichen Netzengpässen, die nicht durch die Projekte des technischen Netzes «Slow Progress 2025» beseitigt werden können. Diese resultieren in ein technisches Netz «Sun», das weitere Leitungsverstärkungen in der Nordschweiz, im Tessin und in der Ostschweiz erfordert, sofern die entsprechenden PV-Einspeisungen nicht durch regionale Speicher behoben würden. Alle Projekte im «Slow Progress» Netz 2025 werden auch im «Sun»-Szenario mit hoher NTC-Auslastung und Wasserkrafteinsatz bestätigt.

Zusammenfassend zeigt sich, dass das «Strategische Netz 2025» sich in allen Szenarien für 2035 bestätigt.

Um die Ergebnisse für 2025 auf ihre langfristige Zukunftssicherheit zu überprüfen und ein zweites Stützjahr für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Kernszenarien zu erhalten, werden die technischen Netze 2035 gerechnet. Dabei erfolgt eine Ergänzung um die zwei Randszenarien «Sun» und «Stagnancy». Dies ermöglicht die Beurteilung der Robustheit der technischen Netze auch im Hinblick auf das Eintreten von extremen Entwicklungen. In Einklang mit der Analyse für die technischen Netze 2025 werden zunächst die n-1-Überlastungen im Jahr 2035 auf Basis der Lastflüsse 2035 und der technischen Netze 2025 analysiert. Anschliessend werden, wo notwendig, ergänzende Netzmassnahmen zur Beseitigung von verbleibenden strukturellen Engpässen ergriffen.

5.7.1. Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «On Track 2035»

Mit dem technischen Netz 2025 für «On Track» und den regionalisierten Ein- und Auspeisungen in das gesamteuropäische Netz werden Lastflussanalysen auf Basis der Marktsimulation für «On Track 2035» durchgeführt. Die Lastflussanalyse liefert alle Blind- und Wirkleistungsflüsse in den betrachteten Netzebenen innerhalb der Schweiz und dient zur Bestimmung der Belastungssituation sämtlicher Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren) für das Jahr 2035.

n-1-Überlastungen für «On Track 2035»
im um Verteilnetzanschlussprojekte ergänzten
Technischen Netz «On Track 2025»

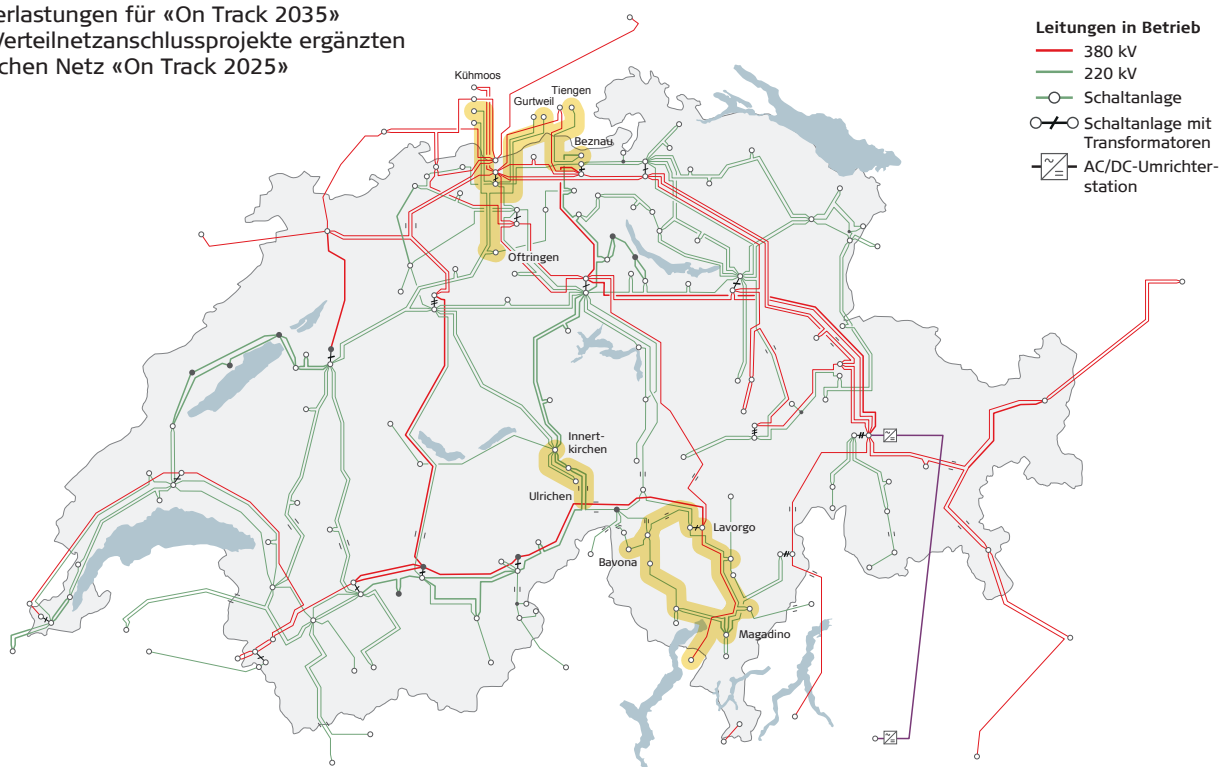


Abbildung 5.23: n-1-Überlastungen im Kernszenario «On Track 2035»

Die Lastflussanalysen der Netzmassnahmen, welche im technischen Netz 2025 hinzugefügt wurden, zeigen eine ähnliche bzw. teilweise auch steigende n-1-Auslastung zwischen 2025 und 2035. Dies ist ein Hinweis darauf, dass die Netzmassnahmen 2025 robust im Hinblick auf die Anforderungen in 2035 sind.

Aufgrund der Lastflüsse im Jahr 2035 kommt es in der Nordschweiz (an der Grenze zu Deutschland) sowie der Südschweiz zu zusätzlichen Netzbelastungen, welche einen weiteren Ausbau des technischen Netz «On Track» im Jahr 2035 um die folgenden Netzmassnahmen erfordern:

» **«Kühmoos – Laufenburg»** – Diese Leitung dient zur Entlastung der 220-kV-Grenzleitungen über den Rhein in Richtung Deutschland, welche beim Import aus dem Norden Richtung Schweiz überlastet werden. Durch die Konzentration der bestehenden 220-kV-Grenzleitungen ab Laufenburg auf eine einzige ertüchtigte 220-kV-Leitung können diese Engpässe effizient behoben werden.

» **«Leventina+ 14»** – Diese Leitung dient zur Entlastung der 220-kV-Leitungen im Maggia-Ring von Magadino bis Lavorgo, welche bei hoher Produktion und hohem Transit Richtung Italien überlastet werden. Durch eine grossräumige Trassenoptimierung werden für das Projekt «Leventina+ 14» die betroffenen Landschaften und die damit verbundenen Schutzgebiete berücksichtigt. Dadurch ergeben sich zusätzliche Rückbauten vorhandener Leitungen von ca. 60 km Länge:

- » 220-kV-Leitung «Peccia – Lavorgo» auf 22 km (ca. 80–100 Masten);
- » 220-kV-Leitung «Robiei – Innertkirchen» auf 11 km (ca. 40–50 Masten);
- » 220-kV-Leitung «Peccia – Handeck» auf 23 km (ca. 100 Masten).

▬ bereits in der Netzplanung 2025 berücksichtigte Ausbauprojekte

▬ in 2035 zusätzlich berücksichtigte Ausbauprojekte

Technisches Netz «On Track 2035»

Notwendige Netzprojekte:

- ① Chamoson – Chippis
- ② Chippis – Bickigen
- ③ Pradella – La Punt
- ④ Chippis – Lavorgo
- ⑤ Beznau – Mettlen
- ⑥ Bassecourt – Mühleberg
- ⑦ Magadino
- ⑧ Génissiat – Foretaille
- ⑨ Mettlen – Ulrichen
- ⑩ Mettlen – Verderio
- ⑪ Kühmoos – Laufenburg
- ⑫ Leventina+ 14
- ⑬ Method – Mühleberg
- ⑭ Frolooo – Flumenthal
- ⑮ Obfelden – Samstagern
- ⑯ Balzers

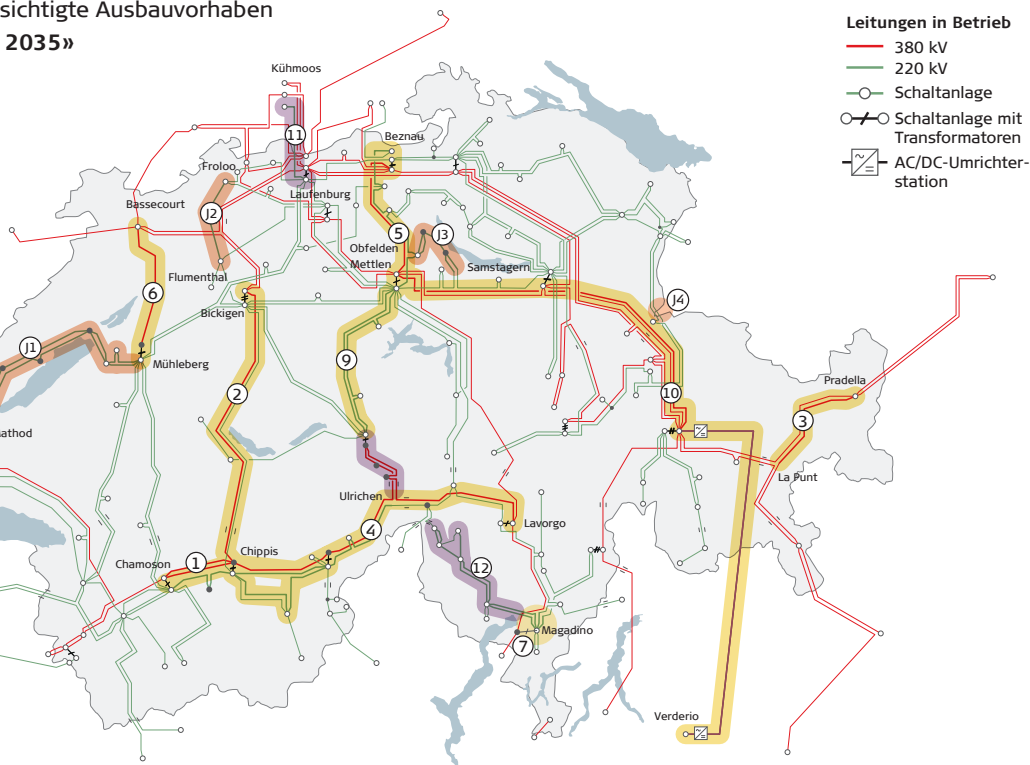


Abbildung 5.24: Technisches Netz «On Track 2035»

Das technische Netz 2035 wird zudem durch drei Verteilnetzanschlussprojekte ergänzt, die Swissgrid bis 2025 aufgrund vorhandener Anschlussbegehren realisiert und die damit auch eine Grundlage für die Netzplanung 2035 bilden. Die nachfolgenden Projekte werden in Kapitel 8.2.3 genauer beschrieben:

- » J1: «Method – Mühleberg»;
- » J2: «Frolooo – Flumenthal»;
- » J3: «Obfelden – Samstagern».

Das technische Netz «On Track 2035» wird zur Berechnung des Nutzens der Netzmassnahmen aus dem technischen Netz 2025 für die multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse verwendet.

5.7.2. Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Slow Progress 2035»

Auch für das technische Netz «Slow Progress 2035» wurden Lastflussanalysen der Netzmassnahmen, welche im technischen Netz «Slow Progress 2025» hinzugefügt wurden, durchgeführt. Auch hier gilt, dass eine ähnliche bzw. teilweise auch steigende n-1 Auslastung zwischen 2025 und 2035 resultiert.

■ n-1-Überlastungen für «Slow Progress 2035»
im um Verteilnetzanschlussprojekte ergänzten
Technischen Netz «Slow Progress 2025»

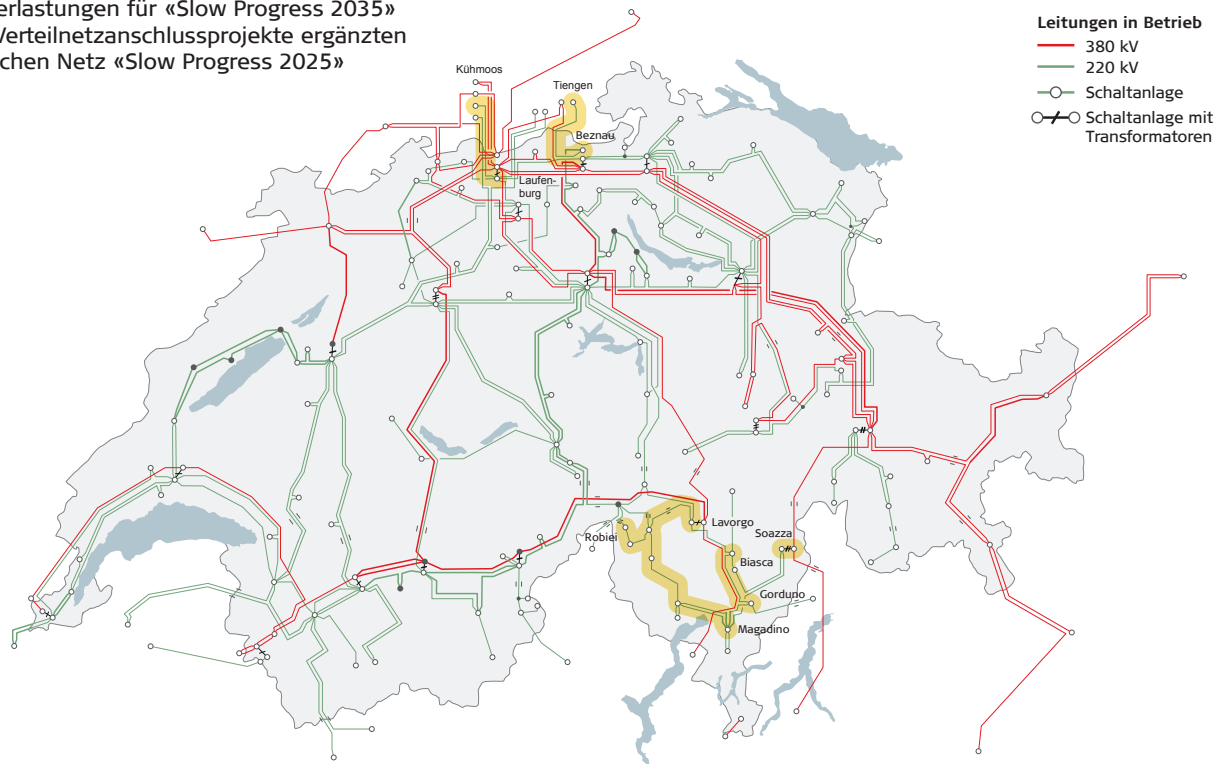


Abbildung 5.25: n-1-Überlastungen im Kernszenario «Slow Progress 2035»

Aufgrund der Lastflüsse im Jahr 2035 kommt es in der Nordschweiz an der Grenze zu Deutschland sowie der Südschweiz zu zusätzlichen Netzbelastungen, welche ähnlich denen für «On Track» sind. Demzufolge entsprechen die Ergebnisse denen des technischen Netzes «On Track 2035».

■ bereits in der Netzplanung 2025 berücksichtigte Ausbauprojekte

■ in 2035 zusätzlich berücksichtigte Ausbauprojekte

Technisches Netz «Slow Progress 2035»

Notwendige Netzprojekte:

- ① Chamoson – Chippis
- ② Chippis – Bickigen
- ③ Pradella – La Punt
- ④ Chippis – Lavorgo
- ⑤ Beznau – Mettlen
- ⑥ Bassecourt – Mühleberg
- ⑦ Magadino
- ⑧ Génissiat – Foretaille
- ⑨ Mettlen – Ulrichen
- ⑩ Kühmoos – Laufenburg
- ⑪ Leventina+ 14
- ⑫ Method – Mühleberg
- ⑬ Froloo – Flumenthal
- ⑭ Obfelden – Samstagern
- ⑮ Balzers

Leitungen in Betrieb
 — 380 kV
 — 220 kV
 ○ Schaltanlage
 ○/○ Schaltanlage mit Transformatoren

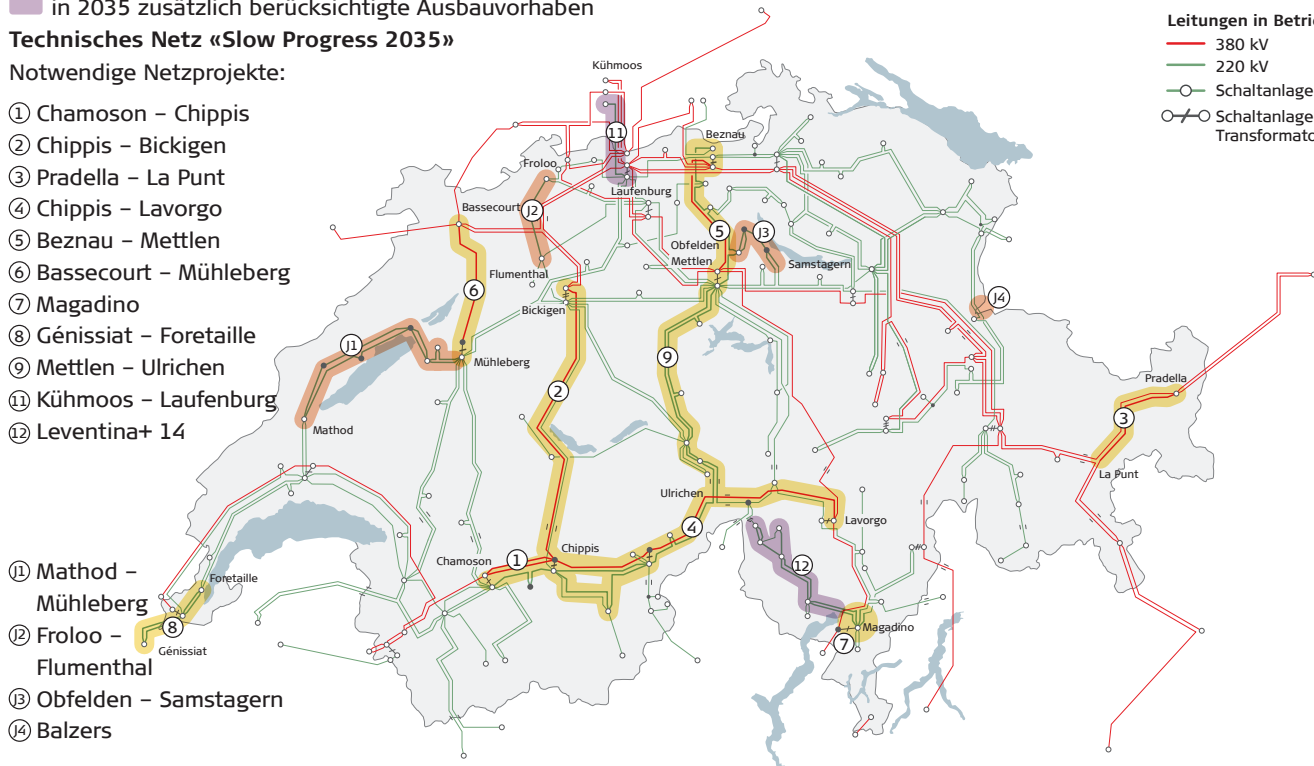


Abbildung 5.26: Technisches Netz «Slow Progress 2035»

Das technische Netz «Slow Progress 2035» wird zur Berechnung des Nutzens der Netzmassnahmen aus dem technischen Netz 2025 für die multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse verwendet.

5.7.3. Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Stagnancy»

Im Szenario «Stagnancy» wird nach 2025 eine Rezession in der Schweiz und Europa angenommen, deren Auswirkung auf die notwendige technische Netzerweiterung für 2035 im Folgenden dargestellt wird. Die entsprechenden Lastflussanalysen werden auf Basis des technischen Netzes «Slow Progress 2025» und der regionalisierten Ein- und Ausspeisungen in das gesamteuropäische Netz entsprechend der «Stagnancy»-Marktsimulation durchgeführt.

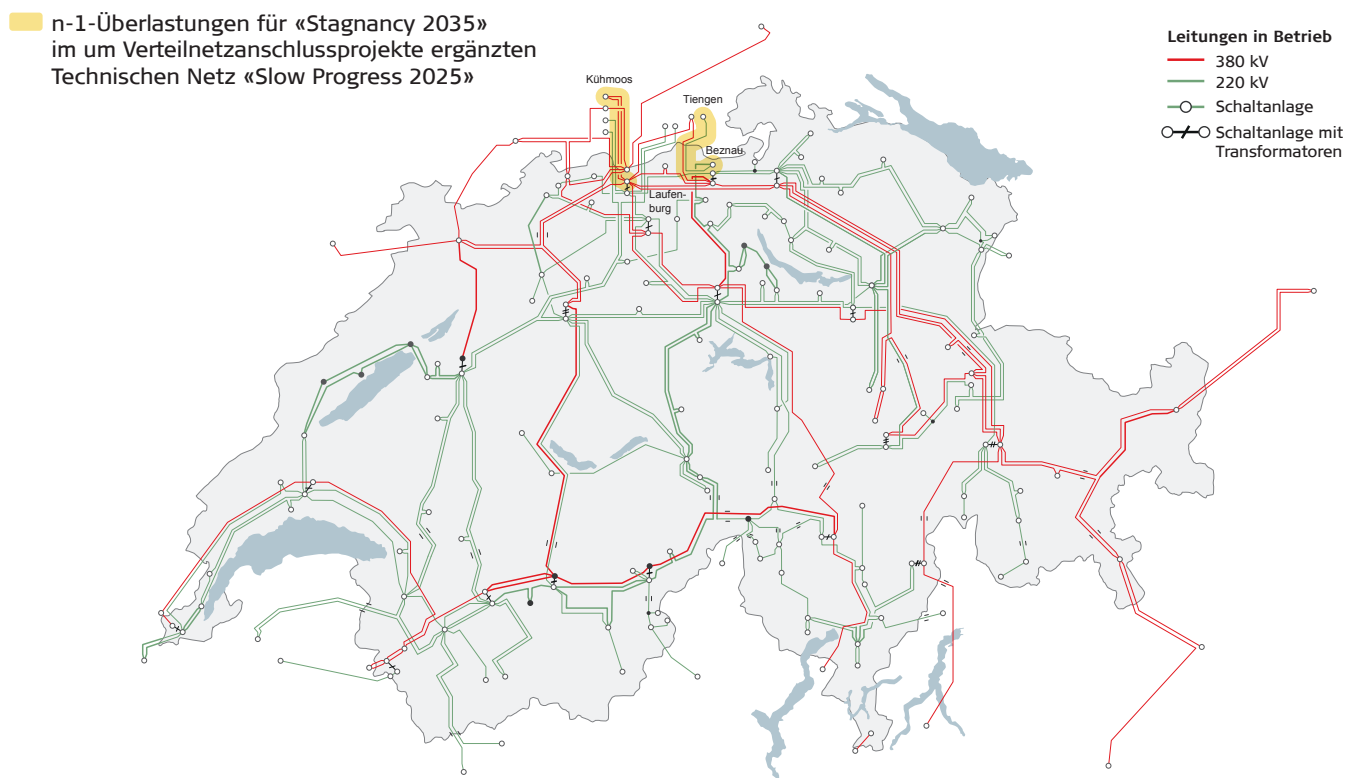


Abbildung 5.27: n-1-Überlastungen im Randszenario «Stagnancy»

Aufgrund der Lastflüsse im Jahr 2035 kommt es in der Nordschweiz an der Grenze zu Deutschland zu zusätzlichen Netzbelastungen, welche einen weiteren Ausbau notwendig machen. Im Unterschied zu «On Track» und «Slow Progress 2035» treten in der Südschweiz aufgrund der geringeren Exporte nach Italien keine Netzüberlastungen auf, sodass hier keine weiteren Netzmassnahmen notwendig werden.

Die Netzerweiterungen im technische Netz «Stagnancy» bestehen somit aus den
 » 9 Netzmassnahmen des technischen Netzes «Slow Progress 2025», ergänzt um die
 » Leitung «Kühmoos – Laufenburg».

Die Leitung «Leventina+ 14» ist nicht erforderlich.

- bereits in der Netzplanung 2025 berücksichtigte Ausbauprojekte
- in 2035 zusätzlich berücksichtigte Ausbauprojekte

Technisches Netz «Stagnancy 2035»

Notwendige Netzprojekte:

- ① Chamoson – Chippis
- ② Chippis – Bickigen
- ③ Pradella – La Punt
- ④ Chippis – Lavorgo
- ⑤ Beznau – Mettlen
- ⑥ Bassecourt – Mühleberg
- ⑦ Magadino
- ⑧ Génissiat – Foretaille
- ⑨ Mettlen – Ulrichen
- ⑩ Kühmoos – Laufenburg
- ⑪ Method – Mühleberg
- ⑫ Froloo – Flumenthal
- ⑬ Obfelden – Samstagern
- ⑭ Balzers

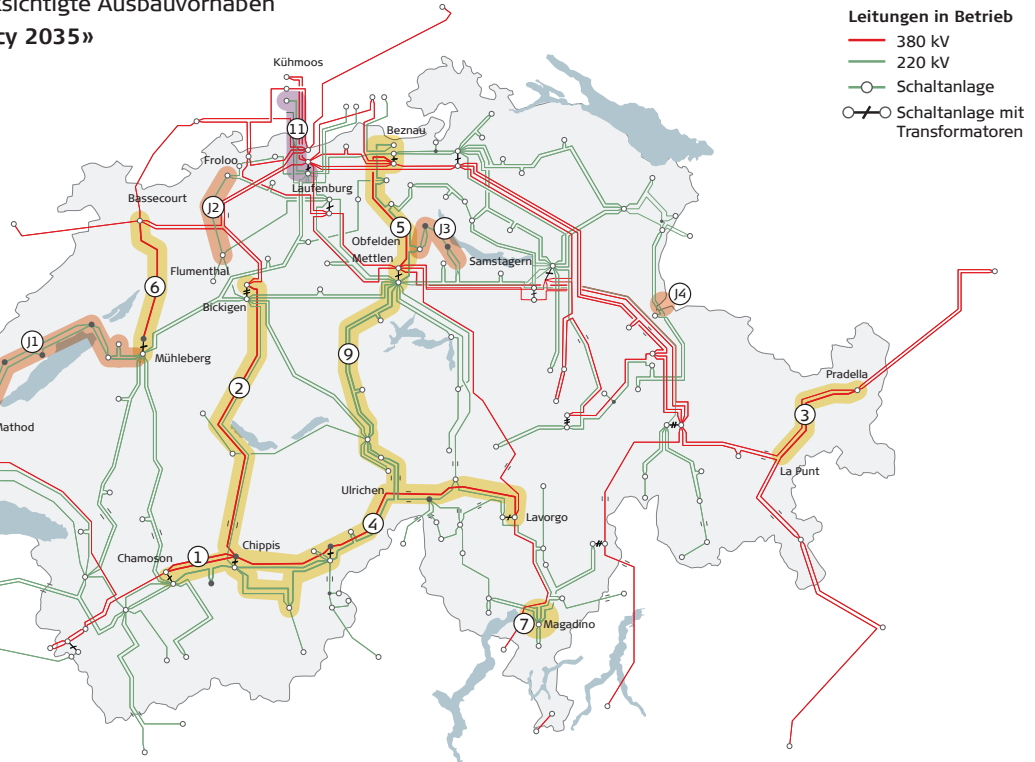


Abbildung 5.28: Technisches Netz «Stagnancy»

In der Folge wurde analysiert, welche Auswirkung das Randszenario «Stagnancy» auf die 9 Netzmassnahmen des technischen Netzes «Slow Progress 2025» hat. Dabei wurde insbesondere geprüft, inwieweit die wirtschaftliche Rezession ab 2025, welche im Szenario «Stagnancy» angenommen wird, zu einer geringeren bzw. im Extremfall zu keiner Auslastung der 9 Netzmassnahmen aus «Slow Progress 2025» führen. Die Ergebnisse bestätigen, dass die n-1-Auslastung der Leitungen im Szenario «Stagnancy» vergleichbar mit den Auslastungen in «Slow Progress» für das Stützjahr 2025 sowie 2035 ist. Die Netzmassnahmen aus 2025 sind somit selbst bei einer Rezession in der Schweiz weiterhin notwendig.

5.7.4. Technisch abgeleitete Netzerweiterung für «Sun»

Das «Sun»-Szenario geht von einem starken Ausbau der PV-Kapazitäten in der Schweiz nach 2025 aus. Die Annahmen in Bezug auf die installierten PV- und Windkapazitäten in Höhe von 15,6 GW bzw. 1,5 GW sowie die regionale Verteilung der PV- und Windkapazitäten auf die Schweiz wurden von der Umweltallianz geliefert. Diese gab auch einen Anteil an Lastverschiebungspotenzial mittels DSM Massnahmen in Höhe von 9,7% über das gesamte Jahr vor. Die Auswirkung auf die technisch notwendige Netzerweiterung für 2035 wird im Folgenden dargestellt.

Die Lastflussanalysen wurden auf Basis des technischen Netzes «Slow Progress 2025» und der aufgeteilten Ein- und Auspeisungen in das gesamteuropäische Netz entsprechend den Resultaten der «Sun» Marktsimulation durchgeführt. Die Ergebnisse der Lastflussanalyse sind in Abbildung 5.29 veranschaulicht. Dabei werden mögliche Engpässe im Verteilnetz nicht untersucht. Stattdessen wird für das Verteilnetz angenommen, dass es sich wie eine «Kupferplatte» verhält und daher eine beliebig hohe PV Einspeisung aufnehmen kann. Diese Annahme müsste auf Seiten Verteilnetz noch im Detail geprüft und bestätigt werden.

■ n-1 Überlastungen für «Sun 2035» im um Verteilnetzanschlussprojekte ergänzten Technischen Netz «Slow Progress 2025»

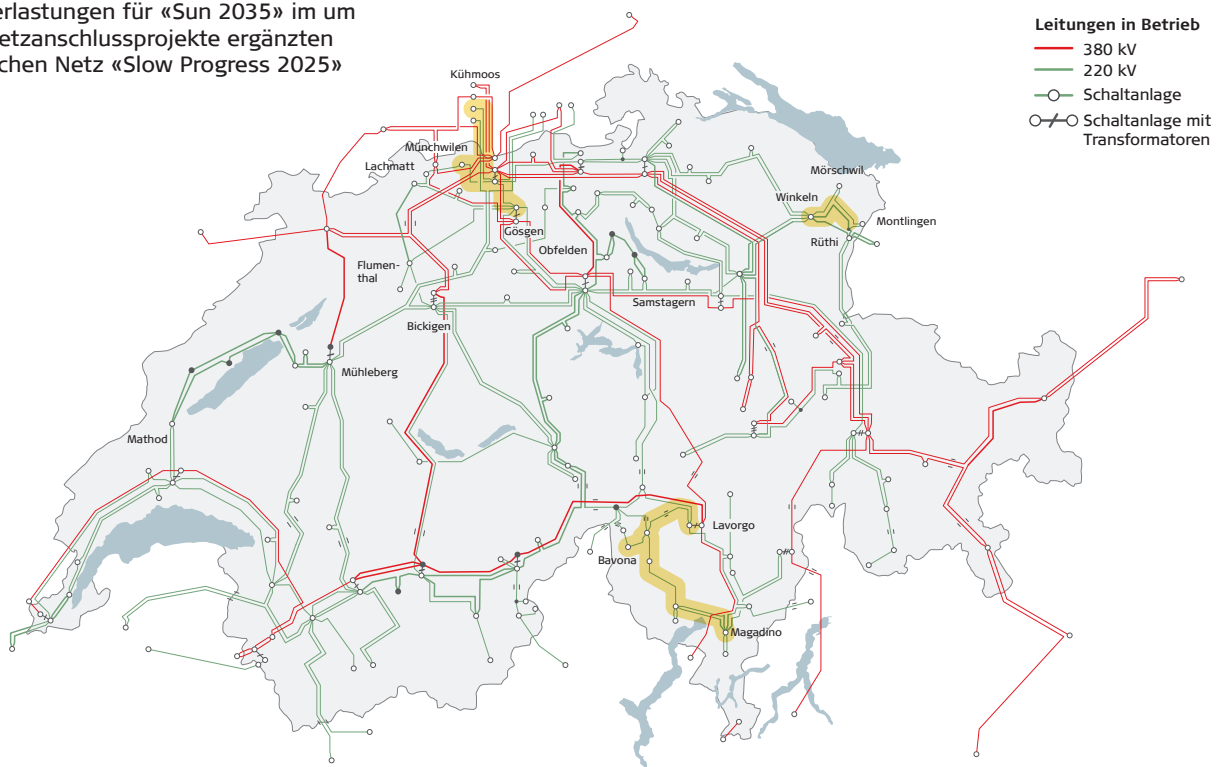


Abbildung 5.29: n-1-Überlastungen im «Sun»-Szenario auf dem Netz «Slow Progress 2025»

Die Lastflusssimulation des «Sun»-Szenarios zeigt, dass durch die regionale Windeinspeisung keine zusätzlichen Engpässe auftreten. Die beobachteten zusätzlichen Engpässe werden grossteils durch die erhöhte PV-Einspeisung verursacht, die sich nicht gleichmässig über die Schweiz verteilt. Die höchsten angenommenen installierten Leistungen liegen in den folgenden Kantonen vor¹⁷:

- » Bern: 13,6%;
- » Zürich: 13,3%;
- » Aargau: 8,7%;
- » Waadt: 7,7%;
- » Sankt Gallen: 6,6%;
- » Tessin: 6,2%;
- » Wallis: 6,1%.

Die n-1-Überlastungen treten vorwiegend im Grossraum Bern und Basel, sowie in St. Gallen und im Tessin auf. Der zusätzliche Ausbaubedarf im technischen Netz «Sun» liegt im Wesentlichen in der Nordschweiz und Tessin, d.h., den Regionen mit der grössten PV-Einspeisung. Zusätzlich wird aufgrund der volatilen Einspeisung die Spannungshaltung respektive der Blindleistungshaushalt sehr viel anspruchsvoller.

Zur Auflösung der Engpässe sind Massnahmen zur Verstärkung von 220-kV-Leitungen und Kuppeltransformatoren erforderlich. Auf Grund der erhöhten PV-Einspeisung müssten die 220-kV-Leitungen auf folgenden Strecken verstärkt werden, sofern in diesen Regionen keine Zwischenspeicher oder Möglichkeiten zur Absenkungen der PV-Produktion vorhanden sind:

- » Bickigen – Mühleberg;
- » Laufenburg – Münchwilen – Lachtmatt – Froloo (Baselbieter Ring); und
- » Winkeln – Rüthi – Montlingen.

Im Tessin wird der sogenannte Maggia-Ring überlastet. Somit ist in diesem Szenario ebenso wie in den Kernszenarien 2035 das Projekt «Leventina+ 14» zur Entlastung der 220 kV-Leitungen im Maggia-Ring von Magadino bis Lavorgo erforderlich. Da dies aber auch in anderen Szenarien beobachtet werden konnte, ist diese Massnahme nicht alleine auf die erhöhte PV-Einspeisung zurückzuführen. Der Ausbau des Maggia-Rings bedingt aufgrund der höheren Solareinspeisung jedoch zusätzlich einen Ausbaubedarf der parallelen Leitung von Biasca – Gorduno, da es bei einem Ausfall des Rings in diesem Szenario zu Kaskadeneffekten auf dieser Leitung kommen kann. Als Massnahme bietet sich hier die Verstärkung der bestehenden 220 kV-Leitung an.

Ebenfalls nicht alleine auf den Ausbau der PV zurückzuführen ist der Engpass auf der Leitung Kühmoos – Laufenburg, der schon in den Kernszenarien 2035 aufgetreten ist. Zur Behebung dieses Engpasses ist die Verstärkung und Bündelung der zwei bestehenden 220 kV Leitungen Kühmoos – Laufenburg vorgesehen.

Neben einem allfälligen zusätzlichen Ausbaubedarf wurden auch die Auswirkungen des «Sun»-Szenarios auf die Netzmassnahmen des technischen Netzes «Slow Progress 2025» überprüft. Dabei wurde insbesondere analysiert, inwieweit die verstärkte PV-Produktion zu einer geringeren bzw. im Extremfall zu keiner Auslastung der 9 Netzmassnahmen aus

17 (%-Werte jeweils bezogen auf die gesamte in der Schweiz installierte PV-Kapazität von 15 631 MW):

«Slow Progress 2025» führen. Die Ergebnisse zeigen, dass die n-1 Auslastung der Leitungen im Szenario Sun vergleichbar mit der Auslastung in «Slow Progress» für die Stützjahre 2025 sowie 2035 sind. Aufgrund der hohen Ausnutzung der gesetzten NTC-Werte und der Wasserkraft im «Sun»-Szenario bedarf es somit weiterhin der Projekte aus dem technischen Netz «Slow Progress 2025». Auch die drei Verteilnetzanschlussprojekte, die für 2025 geplant sind, werden durch die starke PV-Einspeisung in diesen Regionen bestätigt.

Hieraus folgt, dass für das technische Netz «Sun» die nachstehenden Netzprojekte erforderlich wären.

- » 9 Netzmassnahmen des technischen Netzes «Slow Progress 2025»;
- » Verstärkung der bestehenden 220 kV Leitungen:
 - » Kühmoos – Laufenburg (Projekt 10);
 - » Lavorgo – Magadino (Projekt 11 «Leventina+ 14»);
 - » Biasca – Gorduno (Projekt 12);
 - » Winkeln – Rüthi – Montlingen (Projekt 13);
 - » Bickigen – Mühleberg (Projekt 14);
 - » Baselbieter Ring inkl. Transformator Laufenburg (Projekt 15);
 - » Transformator Mettlen (Projekt 16).
- » Verteilnetzanschlussprojekte:
 - » J1: «Method – Mühleberg»
 - » J2: «Froloo – Flumenthal»
 - » J3: «Obfelden – Samstagen»

Das sich daraus ableitende technische Netz «Sun 2035» ist in Abbildung 5.30 dargestellt.

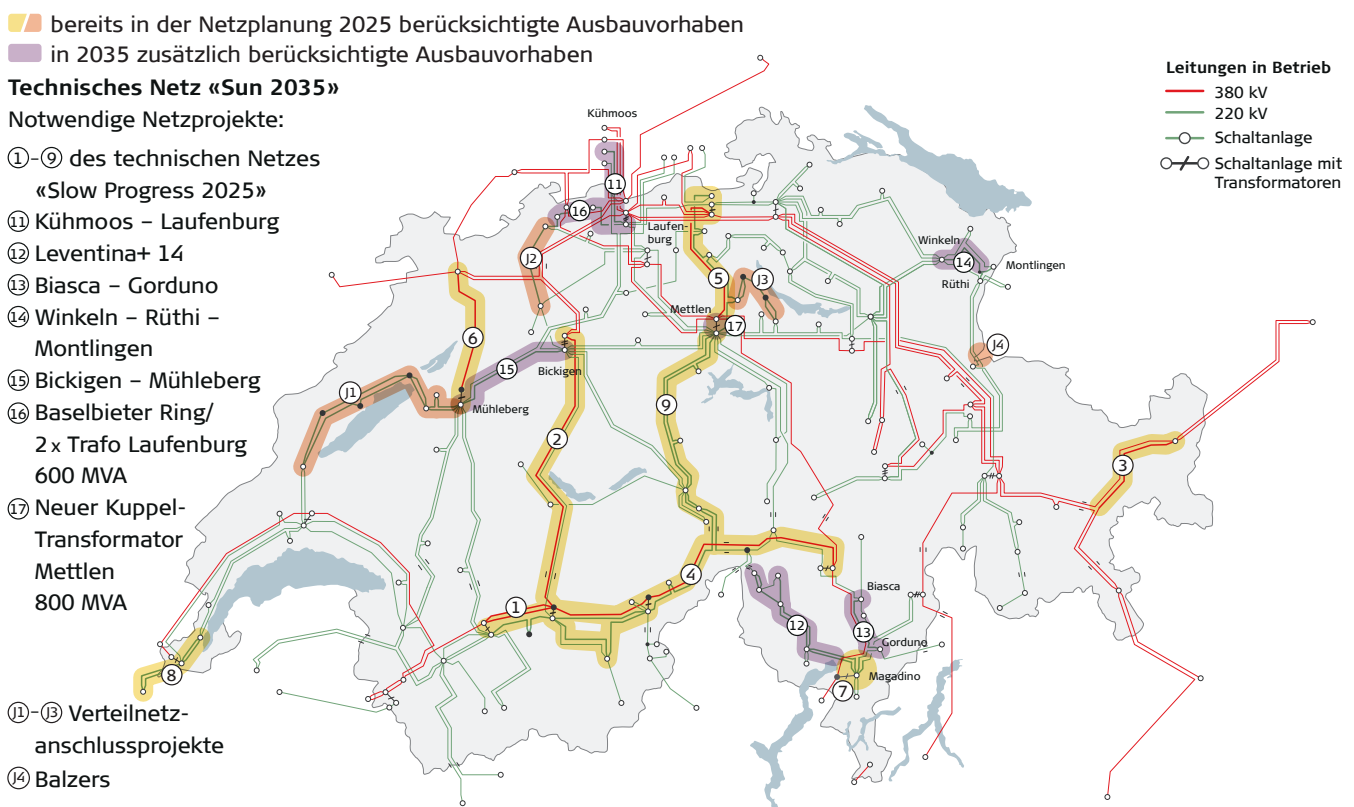


Abbildung 5.30: Technisches Netz «Sun 2035»

Auf diese zusätzliche Netzverstärkung könnte nur verzichtet werden, wenn zusätzlich zu dem angenommenen DSM Potential von knapp 10%, das in den Simulationen bereits eingerechnet ist, weitere Massnahmen zur Netzentlastung wie regionale Speicher oder PV-Produktionsabsenkungen (Peak Shaving) zum Einsatz kommen würden.

Als ergänzende Analyse für das technische Netz «Sun» wurde in Rücksprache mit der Umweltallianz der Speicherbedarf im Übertragungsnetz ermittelt, der optional einen weiteren Netzausbau im «Sun»-Szenario ersetzen könnte. Bei den nachfolgend betrachteten Speichern sind nur Massnahmen angenommen, die zu einer Reduktion der Netzbelastung im Übertragungsnetz führen. Die Höhe der Speicherleistung ergibt sich aus der maximalen Leistung, die der jeweilige Speicher aufnehmen muss. Als zusätzliche Information wird die über das gesamte Jahr eingespeicherte Energie angegeben.

Der Fokus der Analyse wurde auf den Grossraum Aargau/Basel/Bern und St. Gallen gelegt. Für das Tessin wurde keine Speicheranalyse durchgeführt, da hier auf Basis des NOVA-Prinzips und der anderen Netzszenarien 2035 von einer Realisierung des Projektes «Leventina 14+» ausgegangen wird, das den Engpass im Maggia-Ring beseitigt.

Speicherbedarf für «Sun 2035» im um Verteilnetzanschlussprojekte ergänzten Technischen Netz «Slow Progress 2025»



Speicher
Pmax: 260 MW
Energieaufnahme:
15 GWh/a
77 Stunden



Speicher
Pmax: 505 MW
Energieaufnahme:
158 GWh/a
392 Stunden

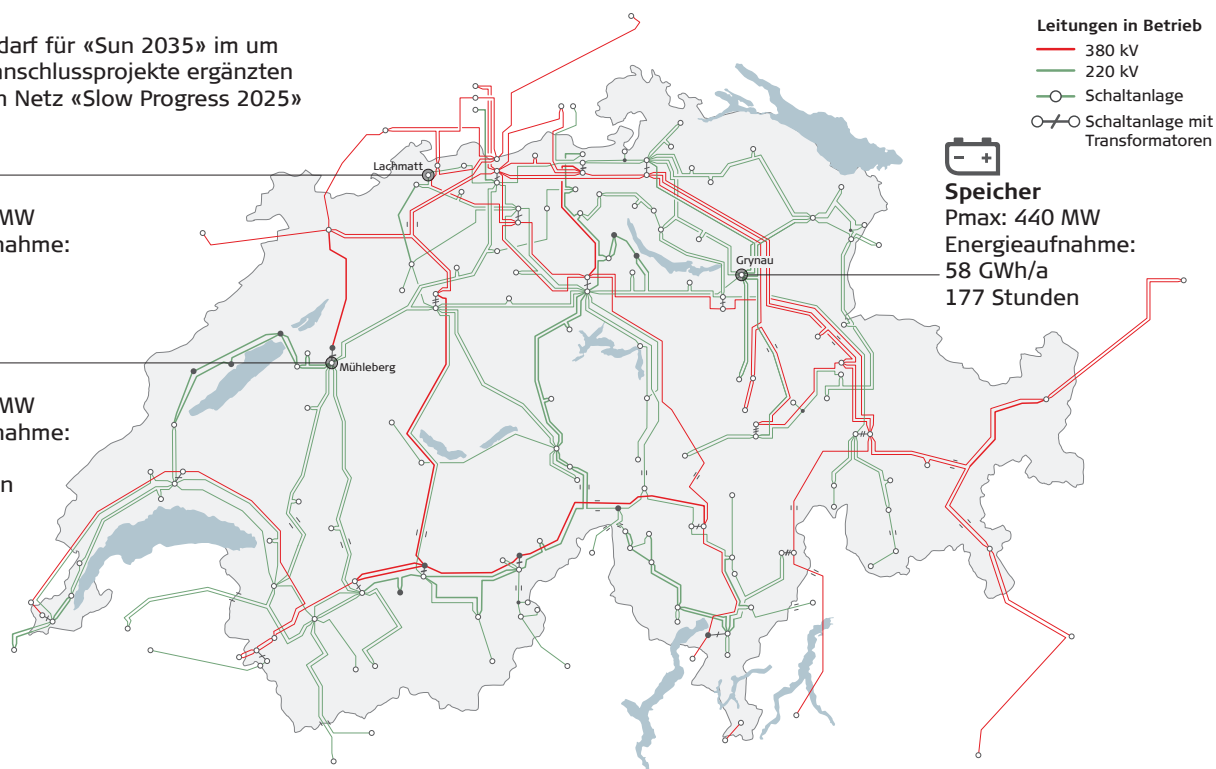


Abbildung 5.31: Speicherbedarf «Sun» zur Reduktion des Netzausbaus

Die Analyse ergibt, dass für die Integration der PV-Produktion im Grossraum Basel und Bern sowie in St. Gallen ein Speicherbedarf von 1 205 MW erforderlich ist. Dieser Bedarf könnte durch die folgenden Speicherkapazitäten realisiert werden:

» Speicher im Raum Basel mit einer maximalen Leistung von 260 MW. Diese Speicher werden in 77 Stunden mit einer Energieaufnahme von insgesamt 15 GWh im Jahr eingesetzt, um die Netzengpässe im Übertragungsnetz zu verhindern.

- » Speicher im Raum Bern mit einer maximalen Leistung von 505 MW. Diese Speicher werden in 392 Stunden mit einer Energieaufnahme von insgesamt 158 GWh im Jahr eingesetzt, um die Netzengpässe im Übertragungsnetz zu verhindern.
- » Speicher in St. Gallen mit einer maximalen Leistung von 440 MW. Diese Speicher werden in 177 Stunden mit einer Energieaufnahme von insgesamt 58 GWh im Jahr eingesetzt, um die Netzengpässe im Übertragungsnetz zu verhindern.

Um die Netzauswirkungen der untersuchten PV Einspeisungen noch präziser quantifizieren zu können, müssten die möglichen dezentralen Speicheroptimierungen resp. PV Peak Shaving unter Berücksichtigung der relevanten Verteilnetze betrachtet werden. Dabei könnten auch die betrieblichen Herausforderungen wie Spannungshaltung und Netzstabilität quantifiziert werden.

5.8. Kritische Würdigung der Ergebnisse der technischen Netzanalysen

5.8.1. Ergebnisse der Netzsimulationen 2025 sowie der Stresstests und Sensitivitäten

Ausgehend von der Analyse der heutigen technischen Netzsituation wurden für das Jahr 2025 zukünftige, stündliche Netzsituationen des Schweizer Übertragungsnetzes netztechnisch analysiert. Mittels Stresstests und Sensitivitätsanalysen wurde zudem die Stabilität («resilience») des vorgeschlagenen Netzes auf unvorhergesehene Situationen geprüft. Im Ergebnis zeigt sich, dass das jeweils vorgeschlagene technische Netz unter den dazugehörigen Szenariobedingungen selbst im besonderen Belastungsfall ausreichend dimensioniert und resilient, aber keinesfalls überdimensioniert ist. In dem aus System-sicht kritischeren Import-Fall sind die technischen Netze gegenüber n-2-Ausfällen zudem viel robuster als bei dem für die Versorgung der Schweiz unkritischeren Export-Fall. Der Anschluss weiterer Kraftwerke würde allerdings lokal zu Engpässen führen, die weitere Massnahmen erforderlich machen würden, auch wenn es zumindest in den vorgelagerten Netzen zu keinen Übertretungen käme.

Der Vergleich des technischen Netzes 2025 im Szenario «On Track» und «Slow Progress» zeigt eine hohe Überschneidung der Massnahmen aus technischer Sicht. Die vorgeschlagenen Massnahmen sind somit weitgehend robust gegen mögliche Variationen der Szenarioannahmen:

- » Die hoch aufgelöste technische Analyse betrachtet alle Stunden des Jahres. Auslegungsrelevant für das hier dargestellte n-1 engpassfreie Netz sind aber in der Regel nur wenige Stunden, die für die einzelnen Netzregionen die ausgeprägteste Netzbelastungssituation darstellen. Die Häufigkeit bzw. der Zeitpunkt des Auftretens dieser Situation ist in diesem Analyseschritt irrelevant, geht aber direkt in die darauf folgende volkswirtschaftliche Bewertung ein.
- » ENTSO-E hat die Brennstoffpreisszenarien mit Absicht so gewählt, dass ein sog. «Fuel Switch» beim Abruf von Gas- und Kohlekraftwerken in Europa enthalten ist. Während im Szenario «Slow Progress» Kohlekraftwerke günstiger produzieren als Gaskraftwerke, ist dies im Szenario «On Track» aufgrund des höheren CO₂-Preises umgekehrt. Hieraus ergibt sich europaweit ein deutlicher Unterschied in den Stromflüssen in beiden Szenarien – die vorgeschlagenen Netzmassnahmen in der Schweiz sind in beiden «Welten» erforderlich.
- » Die internationale Anbindung der Schweiz über Kuppelleitungen in das Ausland ist ebenfalls von Bedeutung für die Netzbelastungssituation des Schweizer Übertragungsnetzes. Diesem Treiber wurde durch Variation der NTC zwischen den Kernszenarien Rechnung getragen.

Ebenso unterscheiden sich beide Kernszenarien deutlich in den Annahmen zur Nachfrageentwicklung in Europa und der Schweiz sowie bei den Annahmen zum Ausbau Erneuerbarer Energien – auch hier ist das aus technischer Sicht jeweils vorgeschlagene Netz in der Lage, die entsprechenden Transportanforderungen zu bewerkstelligen.

Die Analysen liefern somit robuste Ergebnisse für die aus technischer Sicht erforderlichen Netzmassnahmen und führen trotz der im Szenarienvergleich teilweise stark veränderten Szenarioannahmen zu ähnlichen Ergebnissen. Ein wichtiger Treiber für abweichende Ergebnisse wäre eine Änderung der Annahmen für den kurzfristigen Zubau von Grosskraftwerken in der Schweiz. Dieser Unsicherheit wurde mithilfe einer ausführlichen Recherche und Befragung der Schweizer Produzenten zu Beginn der Analysen Rechnung getragen. Das europäische Strompreisniveau hat vergleichsweise nur einen untergeordneten Einfluss auf die technischen Analysen, da die Transportaufgabe massgeblich durch Preisdifferenzen bzw. regionale Differenzen bei den Produktionskosten gesteuert ist.

5.8.2. Relevanz der technischen Netze 2035 auf die Netzplanung 2025

Die technischen Netze für das Jahr 2035 haben mehrere Aufgaben. Zum einen beantworten sie die Frage, ob die in den technischen Netzen 2025 identifizierten Ausbaumassnahmen auch noch im Jahr 2035 aus technischer Sicht notwendig sind. Zum anderen wird zusätzlicher Ausbaubedarf für das Jahr 2035 ermittelt, damit die monetäre Bewertung der betrachteten Projekte in den technischen Netzen 2025 im Rahmen des TOOT-Verfahrens mit einem technisch funktionsfähigen Netz stattfindet. Dies stellt sicher, dass der Nutzen der zur Diskussion stehenden Leitungen nicht überschätzt wird, da der marginale Nutzen einer Leitung in einem unterdimensionierten Netz tendenziell höher ist.

Die geringen Zubauten für die technischen Netze 2035 zeigen, dass die Netzerweiterungsmassnahmen, welche aus dem technischen Netz 2025 resultieren, über die Zeit sehr stabil und weitgehend hinreichend sind. Dies umfasst auch die beiden Randszenarien 2035, die die Ausbauprojekte im «Strategischen Netz 2025» gleichfalls bestätigen. Alleine das «Sun»-Szenario würde bis 2035 noch über die in den Kernszenarien für 2035 enthaltenden Projekte «Kühmoos -Laufenburg» und «Leventina +14» hinausgehende Netzerweiterungen erfordern. Dies zumindest für den Fall, dass in den Regionen, wo es zu Netzüberlastungen aufgrund der hohen Ausspeisung von Erneuerbaren Energien (insbesondere Solar) kommt, nicht entsprechende Speicherkapazitäten gebaut würden.

6. Methodik

zur multikriteriellen Bewertung der Netzmassnahmen

► **In Kürze:**

Die identifizierten Netzmassnahmen werden mithilfe anerkannter Bewertungsmethodiken multikriteriell bewertet.

Neben quantifizierbaren Kriterien (z.B. die monetäre Bewertung der Kosten und des energiewirtschaftlichen Nutzens aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft) gehen auch nicht einfach quantifizierbare, aber ebenso wichtige Kriterien wie z.B. der Beitrag der Massnahme zur Netzsicherheit und die Robustheit des Netzes bei sich ändernden Rahmenbedingungen in die Bewertung ein.

Die Bewertung der in Kapitel 5 identifizierten Netzmassnahmen erfolgt durch eine multikriterielle Kosten-Nutzen-Analyse. In diesem Abschnitt wird zunächst die Methodik dargelegt. Im Anschluss daran werden in Kapitel 7 die Ergebnisse aus der Analyse für die einzelnen Netzerweiterungsmassnahmen präsentiert und diskutiert.

6.1. Übersicht

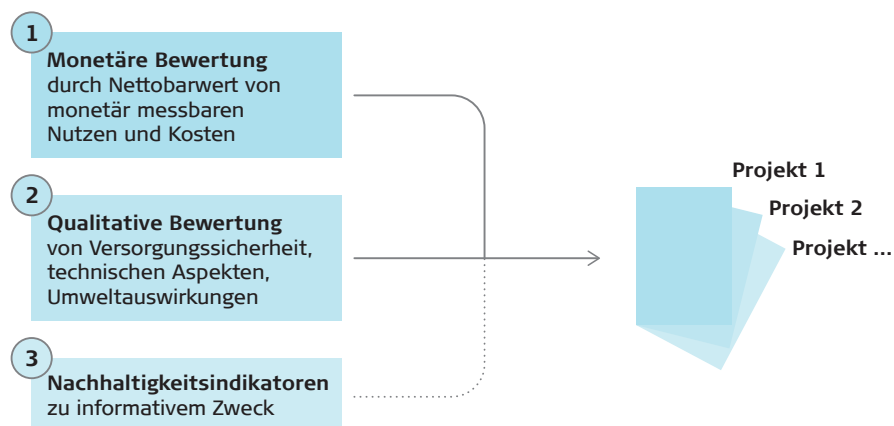


Abbildung 6.1: Übersicht der Methodik der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse

Wie in Kapitel 3.6 beschrieben, besteht der Vorteil der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA) darin, dass in die Bewertung von Netzausbau-massnahmen neben monetären Kenngrössen auch qualitative Zielkriterien einfließen¹. Sie erlaubt es somit, ein breiteres Nutzenspektrum bei der Bewertung zu berücksichtigen und damit differenziertere Entscheidungen zu treffen.

Für die CBA sind verschiedene Parameter festgelegt, die nachfolgend detailliert dargestellt werden:

- » räumliche Abdeckung;
- » relevanter Vergleichsfall;
- » Bestimmung der in CHF bewerteten Nutzen und Kosten;
- » Bestimmung der nicht in CHF bewertbaren Nutzen und Kosten; sowie
- » zusätzliche Indikatoren zu rein informativen Zwecken.

6.2. Räumliche Abdeckung

Der räumliche Aspekt grenzt die Zielkriterien geografisch ab. Im Rahmen der Swissgrid Netzplanung 2025 liegt der Fokus auf der Schweiz. Das heisst, dass die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse vorrangig die Auswirkungen eines Projektes auf die Schweiz beschreiben. Im Rahmen der europäischen Netzplanung und insbesondere der durch die ENTSO-E definierten «Projects of Common Interest (PCI)» ist jedoch auch die Wirkung von Projekten im Ausland von Interesse. Aus diesem Grund wird in der CBA auch der energie-wirtschaftliche Nutzen für ENTSO-E (d.h., ohne die jeweiligen Kosten) mit ausgewiesen.

¹ Das BFE plant eine Studie zur Frage der Definition und Bewertung der Versorgungssicherheit durchzuführen. Etwaige Ergebnisse finden in zukünftigen Mehrjahresplanungen ihren Niederschlag.

6.3. Vergleichsfall

Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird die Auswirkung eines Projektes anhand eines Vergleichsfall (hier: Vergleichsnetz) beurteilt. Der Nutzen ergibt sich aus dem zusätzlichen Nutzen, der entsteht, wenn dem Vergleichsnetz das Projekt hinzugefügt bzw. weggenommen wird. Grundsätzlich bestehen zwei verschiedene Möglichkeiten, einen Vergleichsfall zu generieren. Neben dem in Kapitel 3.5 beschriebenen PINT-Verfahren wird hierzu das sogenannte TOOT-Verfahren angewendet.

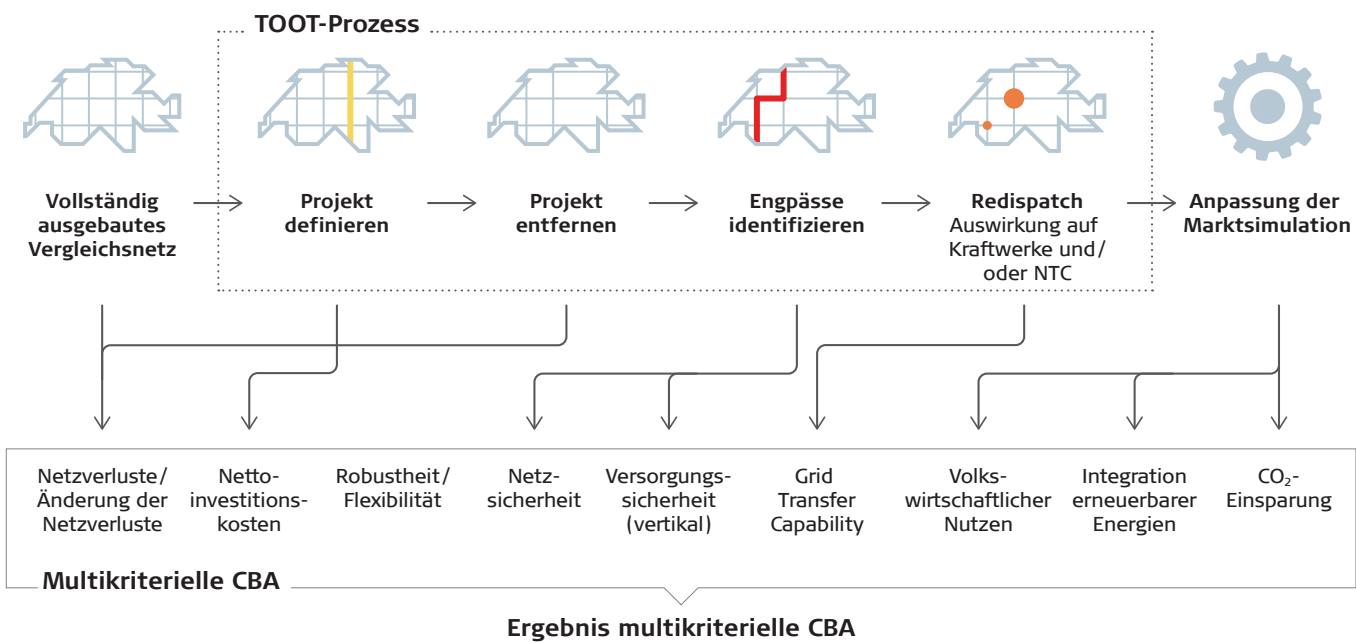


Abbildung 6.2: TOOT-Verfahren im Rahmen der CBA

TOOT steht für «Take out one at the time» und entspricht dem Entfernen eines Projektes aus einem vollständig ausgebauten Vergleichsnetz. Durch den TOOT-Ansatz wird der inkrementelle Nutzen eines Projektes in einem ausgebauten Vergleichsnetz bestimmt. Der durch das TOOT-Verfahren ermittelte Nutzen für ein Projekt ist somit in der Regel geringer als der Nutzen, der mit dem PINT-Ansatz ermittelt würde.

Swissgrid verwendet für die Bewertung der Projekte in Anlehnung an die ENTSO-E-Methodologie den konservativeren TOOT-Ansatz, auch wenn dadurch tendenziell der Nutzen von Projekten unterschätzt wird². Dies gilt es bei der Interpretation der Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse und dem darauf aufbauenden «Strategischen Netz 2025» zu berücksichtigen.

Die Auswirkungen von Netzausbauprojekten werden gemessen durch die Änderung der Grid Transfer Capability (GTC). Darunter fallen

- » die Auswirkungen auf die verfügbaren Grenzkapazitäten (NTC), und/oder
- » die notwendigen Einschränkungen von Kraftwerken durch die Herausnahme einer Netzmassnahme.

2 Der PINT-Ansatz gelangt bei der Netzplanung zur Anwendung (Kapitel 5.2).

Beispielsweise kann die Herausnahme einer Leitung bewirken, dass das Kraftwerk A nur eingeschränkt betrieben werden kann und die Exporte aus der Schweiz nach Italien reduziert werden müssen. Diese Effekte werden in der Netzsimulation evaluiert und im Anschluss daran als neue Randbedingungen in die Marktsimulation eingespeist. Die Differenz der Marktergebnisse aus dem Referenzfall (Vergleichsnetz) und dem TOOT-Fall (Vergleichsnetz ohne Netzmassnahme) stellt den Nutzen des jeweiligen Projekts in der Bewertungsmethode TOOT dar.

6.4. Monetäre Bewertung

Bei der monetären Bewertung werden Nutzen und Kosten über den gesamten Betrachtungszeitraum mittels der Nettobarwert-Methodik einander gegenübergestellt, die in 6.4.6 genauer dargestellt ist. Zur Berechnung des Nettobarwerts (NBW) sind unterschiedliche Parameter und Eingangsdaten notwendig, die nachfolgend erläutert werden.

6.4.1. Monetärer Nutzen – Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die von Swissgrid angewandte Vorgehensweise entspricht der von ENTSO-E im Rahmen des TYNDP gewählten Methodik zur Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens. Der energiewirtschaftliche Nutzen wird zu den beiden Stützjahren berechnet und ist jeweils die Summe der Veränderungen von den nachfolgend dargestellten drei Kennzahlen³:

- » **Konsumentenrente** – definiert durch die Differenz aus der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage nach Strom sowie dem Preis für Strom⁴. Von einer steigenden (sinkenden) Konsumentenrente für die Schweiz wird gesprochen, wenn durch eine Netzmassnahme die Preise für Strom in der Schweiz sinken (steigen).
- » **Produzentenrente** – definiert durch die Differenz zwischen dem Preis für Strom und den Erzeugungskosten multipliziert mit den erzeugten Mengen. Von einer steigenden (sinkenden) Produzentenrente für die Schweiz wird gesprochen, wenn durch eine Massnahme die Preise bzw. die erzeugten Mengen für Strom in der Schweiz steigen (sinken). Dies bedeutet, dass auch bei sinkenden Preisen die Produzentenrente steigen kann, wenn der Mengeneffekt einer steigenden Produktion den Preiseffekt übersteigt.
- » **Engpassrente** – definiert durch die Preisdifferenz zwischen der Schweiz und dem Nachbarland, multipliziert mit dem energiewirtschaftlichen Fluss über die Grenze. Die Engpassrente wird jeweils zur Hälfte der Schweiz und dem Nachbarland zugewiesen.

6.4.2. Monetärer Nutzen – Änderung der Netzverluste

Der Bau einer neuen Leitung geht mit einer Änderung der Lastflüsse bei den bestehenden Leitungen einher. Neue Netzmassnahmen reduzieren in der Regel die Netzverluste und damit auch die Netzverlustkosten, die von Netznutzern über die Netztarife bezahlt werden. Die Reduktion der Netzverluste stellt somit einen Nutzen dar, der monetarisierbar ist und in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen ist⁵. Der Nutzen reduzierter Netzverluste ergibt sich aus der Differenz der Netzverluste mit und ohne Netzmassnahme multipliziert mit stündlichen Strompreisen⁶ und wird für beide Stützjahre bestimmt.

6.4.3. Monetäre Kosten – Investitionskosten und Betriebskosten

Dem Nutzen sind die Kosten einer Netzmassnahme gegenüberzustellen. Diese setzen sich aus Investitions- und Betriebskosten zusammen. Bei Projekten, bei denen Ersatzinvestitionen anstehen würden, wird für die Kosten-Nutzen-Analyse die Differenz zwischen den ohnehin anfallenden Ersatzinvestitionen und den Investitionskosten für das gesamte Projekt («inkrementelle Investitionskosten») verwendet. Der Massnahme werden somit die eingesparten Kosten für vermiedene Ersatzmassnahmen angerechnet. Zusätzlich werden die Kosten abgezogen, die für Kompensationsmassnahmen auf den unterliegenden

³ Für die Aufteilung der jeweiligen Nutzen einer Massnahme wurde das Prinzip der Verursachergerechtigkeit verwendet, d.h., der Nutzen wird dort zugeordnet, wo die Massnahme primär wirkt. Das heisst, dass bei einem durch Kraftwerksproduktion verursachten Engpass, der durch eine Netzmassnahme beseitigt wird, der Nutzen den Produzenten zugeordnet ist. Dort, wo mehrere Ursachen für einen Engpass vorliegen, wurde eine Aufteilung vorgenommen (Bsp. im Projekt «Magadino», wo ein Teil der Netzmassnahme dem NTC und ein Teil den Kraftwerken zugeordnet wurde).

⁴ Da die Last als inelastisch angenommen wird, ergibt sich die Konsumentenrente nur aus dem Preiseffekt.

⁵ ENTSO-E sieht im Entwurf zu den Guidelines zur CBA (Nov 2013) ebenfalls eine Monetarisierung von Netzverlusten vor.

⁶ Als Strompreise werden die stündlichen Grenzkosten aus der Marktsimulation verwendet.

Netzebenen vorgesehen sind, da sie in vielen Fällen auch ohne den Ausbau anfielen und somit nicht direkt der Leitung anzulasten sind. Sie werden im Sachplanverfahren auf Anweisung des BFE bestimmt und durch Swissgrid im Rahmen der jeweiligen Massnahme finanziert.

Die Betriebskosten werden durch einen fixen, pauschalen Betrag über die gesamte Laufzeit abgebildet, der auf Erfahrungswerten der Swissgrid basiert.

6.4.4. Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum der Kosten-Nutzen-Analyse orientiert sich an der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Netzmassnahme, d.h., wie lange durch sie ein monetärer Nutzen generiert werden kann. In der aktuellen Diskussion zur Definition einer Kosten-Nutzen-Analyse im Zusammenhang mit der Erstellung des TYNDP und der Bestimmung von «Projects of Common Interest»⁷ schlägt ENTSO-E als Orientierung die regulatorischen Abschreibungszeiten vor, d.h., falls eine Leitung über 50 Jahre abgeschrieben wird, ergibt sich daraus implizit ein Betrachtungszeitraum von 50 Jahren.

Im Unterschied dazu empfiehlt die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) in ihrer Stellungnahme zur ENTSO-E-Methodik einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren. ACER begründet diesen einheitlichen Zeitraum damit, dass dadurch die Vergleichbarkeit der Projekte der einzelnen europäischen Länder sichergestellt wird. Gleichzeitig schlägt ACER jedoch eine Konsultation durch ENTSO-E zum Betrachtungszeitraum vor. Der Betrachtungszeitraum von 25 Jahren kann somit als Untergrenze verstanden werden.

Zur Bestimmung des Betrachtungszeitraumes verwendet Swissgrid als Ausgangspunkte die Nutzungsdauer für das Anlagenvermögen⁸. Diese sind:

- » für Leitungen: Nutzungsdauer von 50–60 Jahren;
- » für Unterwerke: Nutzungsdauer von 30–35 Jahren.

Eine Nutzungsdauer von 50–60 Jahren für Leitungen erscheint in Anbetracht der aktuellen Diskussion auf europäischer Ebene als eher lang. Für Leitungen werden deshalb im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse als relevanter Betrachtungszeitraum 40 Jahre angesetzt. Dies entspricht auch der Untergrenze der regulatorischen Abschreibungsdauer, wie sie etwa in Deutschland für Leitungen verwendet wird. Für Unterwerke wird auf Basis der Untergrenze der Nutzungsdauer des Anlagevermögens ein Betrachtungszeitraum von 30 Jahren gewählt.

⁷ Gemäss Artikel 11 der Regulation 347/2013.

⁸ Diese Nutzungsdauer entspricht nicht der tatsächlichen Nutzung einer Anlage, die bei Freileitungen circa 80 Jahre und bei Kabelleitungen 40 Jahre beträgt.

6.4.5. Diskontrate

Um eine Vergleichbarkeit von monetären Nutzen und Kosten herzustellen, die zu verschiedenen Zeitpunkten anfallen, müssen diese auf einen gleichen Zeitpunkt diskontiert oder akontiert werden. Im Einklang mit der Empfehlung von ENTSO-E und ACER kommt in der Swissgrid Netzplanung die soziale Diskontrate⁹ zum Einsatz.

Für die Bestimmung der Höhe der sozialen Diskontrate für die Schweiz wird auf eine Studie der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL, 2006) für das Bundesamt für Strassenbau zurückgegriffen, bei der eine soziale Diskontrate für Kosten-Nutzen-Analysen für den Verkehr von ca. 2% (real) berechnet wurde¹⁰. Eine Aktualisierung¹¹ der Berechnungen ergibt eine soziale Diskontrate von 3% (real), welche in der Folge verwendet wird.

6.4.6. Ökonomische Kennzahl für monetäre Nettonutzen

Da Kosten und Nutzen zu verschiedenen Zeitpunkten anfallen, wird der Nettobarwert genutzt, um die Zahlungsströme in einer Kennzahl zu vereinen und zum heutigen Preisniveau auszugeben. Zu seiner Berechnung werden folgende Parameter verwendet:

- » Betrachtungszeitraum – dieser berechnet sich auf den kostengewichteten Betrachtungszeiträumen für Leitungen (40 Jahre) und Unterwerke (30 Jahre);
- » Diskontrate von 3% (real).

Damit ergibt sich der Nettobarwert aus:

Nettobarwert = diskontierter monetärer Nutzen – diskontierte monetäre Kosten.

⁹ Dies ist im Einklang mit: ENTSO-G (2013b), Cost-Benefit Analysis Methodology – Project Specific CBA Methodology, November 2013; European Investment Bank, The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB, März 2013. ACER empfiehlt für die Kosten-Nutzen-Analyse von Strom- und Gasinfrastrukturprojekte eine einheitliche soziale Diskontrate von 4% (real). Die Europäische Kommission (European Commission, Guide to the cost-benefit analysis of investment projects – Structural Funds, Cohesion Fund and Instrument for Pre-Accession, 2008) sieht hier einen Wert von 3,5% (real) bzw. 5% (real) für Kohesionsfonds von EU Ländern vor.

¹⁰ Als Sensitivität wird in dieser Studie ein Wert von 3% (real) vorgeschlagen.

¹¹ Dabei wurde für die Überlebenswahrscheinlichkeit und das Wachstumsrate des Konsums in der Schweiz eine Aktualisierung auf Basis von 2014 letztverfügbaren Daten vorgenommen. Für die Elastizität des Grenznutzens des Konsums wurde der ursprüngliche Wert beibehalten.

6.5. Qualitative Kriterien

Bestimmte Nutzen und Kosten lassen sich nicht bzw. nur schwer monetär bewerten, sind jedoch für die Bewertung einer Netzerweiterungsmassnahme ebenso von Bedeutung. Bei der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse werden diese Nutzen bzw. Kosten über qualitative Kriterien erfasst.

6.5.1. Netzsicherheit

Die Netzsicherheit wird durch die Spannungshaltung, die Stabilität sowie auf Basis der durchgeführten Stresstests die n-1- und ggf. die n-2-Netzsicherheit abgebildet. Die Netzsicherheit gibt dabei im Wesentlichen den Puffer im Netz an, das heisst, wie stark die Auslastung am Limit ist. Diese Information ist im monetären energiewirtschaftlichen Nutzen nicht enthalten, da für die Berechnung der Grid Transfer Capability (GTC) nur die Überlastung im n-1-Fall verwendet wird. Ein etwaiger Puffer bei der Auslastung einer Leitung wird nicht beachtet. Dieser ist jedoch in Extremfällen, z.B. n-2, n-3, für die Netzsicherheit entscheidend und liefert einen zusätzlichen Nutzen, der im energiewirtschaftlichen Nutzen nicht abgedeckt wird. Dabei wird unterschieden zwischen

- » **Sehr hoch:** wenn das Projekt einen sehr grossen Beitrag zur Netzsicherheit leistet.
- » **Hoch:** wenn das Projekt neben anderen Nutzen auch die Netzsicherheit verbessert.
- » **Keine Wirkung:** wenn das Projekt keinen Beitrag für die Netzsicherheit bringt.

6.5.2. Beitrag zur Versorgungssicherheit

Unter Versorgungssicherheit wird die Fähigkeit eines Energiesystems verstanden, ein festgelegtes Gebiet unter normalen Umständen zu versorgen. Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird die Versorgungssicherheit durch die Verbesserung der Anschlusssicherheit der Ballungszentren gemessen, d.h., bezieht sich auf die vertikale Versorgungssicherheit. Dabei werden die nachstehenden Indikatoren verwendet:

- » **Sehr hoch:** wenn das Projekt einen sehr grossen Beitrag für die vertikale Versorgungssicherheit leistet.
- » **Hoch:** wenn das Projekt neben anderen Nutzen auch die vertikale Versorgungssicherheit verbessert.
- » **Keine Wirkung:** wenn das Projekt keinen signifikanten Beitrag für die vertikale Versorgungssicherheit aufweist.

6.5.3. Robustheit und Flexibilität

Die Robustheit/Flexibilität sagt aus, inwieweit eine Netzmassnahme unabhängig von den betrachteten Szenarien sowie anderen Projekten zu bauen ist. Dabei wird unterschieden in:

- » **Hoch:** wenn das Projekt in allen Szenarien einen relevanten Nutzen bringt, das heisst, im Rahmen des PINT-Verfahrens in das technische Netz eingebaut wird.
- » **Mittel:** wenn das Projekt nur in den Kernszenarien einen relevanten Nutzen bringt.
- » **Gering:** wenn das Projekt nur in einem Kernszenario einen relevanten Nutzen bringt.

6.5.4. Umweltauswirkungen

ENTSO-E¹² inkludiert in der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse auch die sozialen und die Umwelt-Auswirkungen (sog. «Social and Environmental Impact») einer Netzmassnahme. Der Effekt wird durch die Leitungslänge gemessen, die durch sozial oder umweltbezogen sensibles Gebiet führt. Die Definition von ENTSO-E ist im Rahmen vorliegender Netzplanung schwierig, da für einige Projekte noch kein genauer Trassenverlauf geplant wurde und sich daher in der Realisierung der Projekte eine Vielzahl von Adaptionsmöglichkeiten ergeben.

Für die Bewertung der Umweltauswirkung wird deshalb ein alternativer Ansatz verwendet, bei dem die Leitungskilometer nach NOVA unterschieden werden. Abhängig von dieser Aufteilung wird eine Massnahme beurteilt mit:

- » **Positiv:** Es sind positive Umweltauswirkungen zu erwarten, da beispielsweise bei einer Trassenverlegung die neue Trassenführung weiter von einer Ortschaft entfernt ist. Alternativ sind umfassende Kompensationsmassnahmen geplant, die die Umwelt und Bevölkerung entlasten.
- » **Neutral:** Das Projekt besteht entweder hauptsächlich aus Netzoptimierungen, die zu keiner sichtbaren Änderung des Mastbildes führen, oder die Teilabschnitte mit positiver und negativer Wirkung gleichen sich durch die entsprechend entlastenden Kompensationsmassnahmen aus.
- » **Eher negativ:** Das Projekt besteht aus Netzverstärkungen auf einer bestehenden Trasse, die zu einer sichtbaren Änderungen des Mastbildes führen. Es sind keine oder wenige umfassende Kompensationsmassnahmen geplant, die die Umwelt und Bevölkerung entlasten.
- » **Negativ:** Das Projekt besteht im Wesentlichen aus einem Netzausbau. Es sind keine umfassenden Kompensationsmassnahmen geplant, die die Umwelt und Bevölkerung entlasten.

6.6. Nachhaltigkeitsindikatoren

Bei den Netzerweiterungsmassnahmen werden zu informativen Zwecken zusätzlich Nachhaltigkeitsindikatoren für die beiden Stichjahre 2025 und 2035 angeführt. Diese Indikatoren werden nicht explizit in die Bewertung einbezogen, da sie schon durch andere Kriterien mit erfasst sind:

- » **Änderung der Netzverluste** – Diese werden zusätzlich in physischen Einheiten (GWh) dargestellt. Die Netzverluste fliessen (wie weiter oben ausgeführt) als Nutzen in die monetäre Berechnung ein.
- » **Integration von Erneuerbaren Energien** – Erneuerbare Energien haben bei der Marktsimulation Einspeisevorrang gegenüber anderen Kraftwerken. Das heisst, dass bei Überangebot andere Kraftwerke aufgrund dessen nicht abgerufen werden. Die «Nicht-Einspeisung» ist diejenige Menge an Erneuerbarer Energie, die nicht eingespeist werden könnte, wenn es diesen Vorrang nicht gäbe. Wird die Menge an eingespeister Energie durch den Einbau der Massnahme grösser, ist die Zahl positiv, wird sie kleiner, ist sie negativ. Der monetäre Effekt wird bei der Bestimmung des energiewirtschaftlichen Nutzens abgebildet, da die Einspeisung von Erneuerbaren einen Effekt auf die Erzeugungskosten hat.
- » **CO₂-Einsparungen (in Tonnen)** – Eine Netzausbaumassnahme kann einen Einfluss auf die CO₂-Emissionen haben, wenn CO₂-intensive Kraftwerke durch weniger CO₂-intensive bzw. CO₂-freie Kraftwerke ersetzt werden können. Der monetäre Effekt von CO₂-Einsparungen wird im energiewirtschaftlichen Nutzen abgebildet, da sie sich in den Erzeugungskosten widerspiegeln¹³.

¹³ Im Rahmen des CO₂-Emissionshandelssystems ist die Menge Zertifikate derzeit vorgegeben, sodass sich die tatsächliche Emissionsmenge nicht ändern kann.

7. Ergebnisse

der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse

► **In Kürze:**

Bei der Bewertung der insgesamt 10 identifizierten Netzmassnahmen aus den technischen Netzen «On Track» und «Slow Progress 2025» werden technische, soziale, umweltpolitische und ökonomische Argumente untereinander abgewägt. Die Kriterien der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Bewertung bilden eine wesentliche Entscheidungsgrundlage für die Gesamtwertung einer Netzmassnahme.

Die Analyse und der Vergleich der beiden Szenarien zeigen, dass die Ergebnisse im Gesamtenor robust sind, einige Projekte jedoch in der monetären Bewertung nicht positiv für die Schweizer Volkswirtschaft sind. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass in der monetären Berechnung die positiven Effekte auf die Versorgungssicherheit und Netzsicherheit aufgrund mangelnder überzeugender monetärer Quantifizierungsmöglichkeiten nicht berücksichtigt sind.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse für die in Kapitel 5 identifizierten Massnahmen dargestellt. Die finale Priorisierung und Würdigung der Projekte im «Strategischen Netz 2025» erfolgt in Kapitel 8. Bei den jeweils ausgewiesenen zusätzlich verfügbaren Grenzkapazitäten handelt es sich um ein Ergebnis der Simulation und noch nicht um die definitiv erwartete NTC-Erhöhung.

Neben den Nutzen für die Schweizer Volkswirtschaft, der sich wie in Kapitel 6.4.1 beschrieben aus dem technischen, dem finanziellen und dem umweltbezogenen Nutzen zusammensetzt, wird auch jeweils der energiewirtschaftliche Nutzen für Europa mit ausgewiesen. Dieser zeigt den Beitrag auf, den Swissgrid als Teil des europäischen Energiesystems für die europäische Energiezukunft leistet. Der energiewirtschaftliche Nutzen wird durch die Änderung der Gesamterzeugungskosten für die ENTSO-E-Region ausgewiesen. Eine Berechnung des Nettonutzens durch die Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten erfolgt nicht, da Informationen zu ggf. notwendigen Investitionskosten ausserhalb der Schweiz nicht vorliegen.

Bei der Netzsicherheit wird ergänzend zur textuellen Erläuterung grafisch dargestellt, wie die jeweilige Leitungsbelastung mit bzw. ohne das Projekt aussähe. Jeweils links (R) ist dargestellt, wie die n-1-Belastung im jeweiligen Referenznetz wäre. Die danebenstehenden Balken in Grün bzw. Rot (T) zeigen die n-1-Belastung, wenn das jeweils kritischste Netzelement des Projektes mittels TOOT-Methodik¹ nachträglich wieder aus dem Referenznetz entfernt würde.

7.1. Einordnung der Ergebnisse

Bevor die Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse präsentiert werden, soll an dieser Stelle auf einige Punkte hingewiesen werden, die für das Verständnis und die Einordnung der Ergebnisse wichtig sind.

7.1.1. Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse als Teil der Gesamtanalyse

Für die Projektbewertung setzt der gesetzliche Auftrag von Swissgrid den relevanten Rahmen, der von den Netzbetreibern die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes fordert. Da diese Kriterien im Gesetzestext nicht weiter spezifiziert werden, verwendet Swissgrid entsprechend der gängigen nationalen und internationalen Praxis im Netzbetrieb das Kriterium der n-1-Sicherheit als eine Zielgrösse für die Netzplanung. Swissgrid ist zudem zu einer effizienten Leistungserbringung zum Wohle der Schweizer Volkswirtschaft verpflichtet, was ein «zu grosses» Netz verbietet. Es gilt, technische, soziale, umweltpolitische und ökonomische Argumente bestmöglich untereinander abzuwägen. Die Kriterien der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Bewertung bildet eine wesentliche, aber nicht die einzige Entscheidungsgrundlage für die Gesamtwertung. Zu diesen gehören für das «Strategische Netz 2025»:

- » die Erkenntnisse aus der Analyse der heutigen Netzbelastungssituation (Kapitel 2);
- » die Erkenntnisse aus der technischen Netzsimulation und den Stresstests (Kapitel 5);
- » die langfristige Entwicklung der Netzanforderungen auf Basis der Szenarien für 2035 (Kapitel 6);
- » die Erkenntnisse aus der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Bewertung für die Kernszenarien (Kapitel 7); und
- » eine Management-Bewertung vonseiten Swissgrid Geschäftsleitung und Verwaltungsrat.

7.1.2. Monetäre Bewertungsergebnisse für die Stichjahre 2025 und 2035

Die monetäre Bewertung weist lediglich den inkrementellen Zusatznutzen durch den Leitungsumbau beziehungsweise Leitungsausbau aus, das heisst den jeweiligen Mehrnutzen und nicht den Gesamtwert der Leitung. Die Analyse und der Vergleich der beiden Szenarien zeigen, dass die Ergebnisse im Gesamttenor robust sind. Tatsächlich können Projekte bei Variation der verwandten Annahmen schnell «leicht positiv» bzw. «leicht negativ» in der rein monetären Bewertung werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass in der Nettobarwertberechnung die positiven Effekte auf Versorgungssicherheit und Netzsicherheit aufgrund fehlender geeigneter Quantifizierungsmöglichkeit nicht berücksichtigt sind.

¹ TOOT steht für «Take-One-Out-at-the-Time» und wird in 6.1.2 genauer beschrieben.

Um eine bessere Ergebniseinordnung zu ermöglichen, werden im Folgenden die wesentlichen Treiber der Annahmen, die zu Schwankungen bei der monetären Bewertung führen können, dargestellt:

- » **Kostenansatz** – Die Abschätzung der Kosten ist für Neubauprojekte mit Unsicherheiten behaftet. Für bereits konkrete Projekte in der Umsetzungsphase ist diese Unsicherheit deutlich geringer als für längerfristige Projekte, bei denen durch veränderte Detailplanung Kostenschwankungen in der Grösse von 20% oder höher möglich sind.
- » **Nutzen** – Der mithilfe des Marktmodells ermittelte Nutzen der Projekte ist von den getroffenen Annahmen beeinflusst:
 - » **Regionale Variation der Brennstoffpreise** – Der Wert von grenzüberschreitenden Stromtransportkapazitäten hängt u.a. von den Kosten der Stromerzeugung in den verbundenen Ländern ab. Ein Grund für Kostendifferenzen können unterschiedliche Brennstoffpreise sein: So können höhere Gaspreisdifferenzen infolge von Gastransportkosten bzw. Gastransportbeschränkungen einen Stromtransport zwischen diesen Regionen wertvoller machen². Swissgrid ist bei ihren Analysen von konservativen Annahmen ausgegangen und unterstellt bis zum Jahr 2025 eine weitere Angleichung der Gaspreise in den Regionen.
 - » **Variable Erzeugungskosten Erdgas/Steinkohle** – Annahmen zu Brennstoff- bzw. CO₂-Preisen, die von einer Angleichung der variablen Erzeugungskosten aus Gas- und Kohlekraftwerke ausgehen, senken in der Regel den Wert der Projekte, da der Wert des Nord-Süd-Transits dann geringer ist. Im Szenario «On Track» sind die variablen Erzeugungskosten Gas/Kohle tendenziell näher aneinander als im Szenario «Slow Progress» – insgesamt erfolgt auch hier ein eher konservativer Ansatz bei der Bewertung der Leitungen.
 - » **Kraftwerkspark im In- und Ausland** – Auf Basis der Annahmen der ENTSO-E gehen die Szenarien von einer eher komfortablen Kapazitätsbilanz in Europa aus, d.h., es gibt ausreichend Kraftwerke in den einzelnen Regionen, um die jeweilige Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Angesichts der aktuellen Schwierigkeiten der EU-Staaten, die geplanten Projekte zeitgerecht zu realisieren, sind die getroffenen Annahmen somit eher konservativ.
 - » **Unterschiede im Regulierungsrahmen** – Die Analysen negieren mögliche Preisdifferenzen, die durch regionale Unterschiede im Regulierungsrahmen hervorgerufen werden können. So könnte etwa die einseitige Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten zusätzliche bzw. geringere Preisdifferenzen induzieren. Hier sind die gewählten Annahmen als neutral einzustufen.
 - » **Berücksichtigung von Extremsituationen** – Swissgrid geht in ihren Marktanalysen von typischen Situationen aus, d.h., es werden weder extreme Wind- oder Wasserjahre noch grossflächige Schocksituationen im Erzeugungspark (z.B. durch eine Hitzewelle) angesetzt. In solchen Situationen steigt der Wert von Leitungen in der Regel, d.h., auch hier ist die Abschätzung als konservativ zu bezeichnen.

² Eine unterschiedliche Besteuerung der Brennstoffe ist vernachlässigbar, da in der Regel die Energiesteuern von Endkunden gezahlt werden und keine Auswirkung auf den Dispatch der Kraftwerke haben.

7.2. Projekt 1 «Chamoson – Chippis»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist über alle Faktoren positiv für die Schweiz.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «sehr hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt einen positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Das Projekt leistet in verschiedener Hinsicht einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung.

Das Programm «Chamoson– Chippis» umfasst den Neubau einer 35 km langen Trasse (380 kV) bei gleichzeitigem Rückbau der dort vorhandenen Infrastruktur. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2018 geplant. Die nachfolgende Tabelle zeigt im Überblick die Ergebnisse der multikriteriellen Bewertung des Projekts «Chamoson– Chippis», gefolgt von einer detaillierteren Erläuterung der einzelnen Bewertungen je Kriterium³.

Tabelle 7.1: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Chamoson– Chippis»

1. Chamoson – Chippis		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		86
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		44
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		42
Inbetriebnahme	Jahr		2018
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	1 435 Wallis	1 210 Wallis
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	1 524 Wallis	1 205 Wallis
Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T11})			
Investitionskosten	Mio. CHF		20
Betriebskosten	Mio. CHF		6
Kosten (a)	Mio. CHF		26
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	-7	-14
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	38	29
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	13	10
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	44	25
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	13	6
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	32	5
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	62	20

³ Dieselbe Logik wird für alle betrachteten Projekte angewandt.

^{T11} Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	sehr hoch
vertikale Versorgungssicherheit	keine Wirkung
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	positiv

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	14,84 / 2,14	5,9 / 3,14
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0 / 0	0 / 0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0,02 / 0,01	0,01 / 0,01

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.2.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf ca. 86 Mio. CHF. Davon entfallen 79 Mio. CHF auf Leitungen und 7 Mio. CHF auf Unterwerke. Demgegenüber stehen eingesparte Erhaltungsaufwendungen von ca. 42 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der verbesserten Integration von Wasserkraftwerken im Wallis (1,2 bis 1,4 GW) und einer Reduktion der Leitungsverluste. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse der Szenarien «On Track» und «Slow Progress» von der Tendenz ähnlich sind.

Für die Schweizer Volkswirtschaft ist dieses Projekt rein monetär bereits sinnvoll, da es in beiden Szenarien einen positiven Nettonutzen hat.

7.2.2. Europäische Perspektive

Im Szenario «On Track» ergibt sich aufgrund der zusätzlich verfügbaren Kraftwerk-Anschlusskapazität im Wallis ein europäischer energiewirtschaftlicher Nutzen von 62 Mio. CHF, welcher höher als der energiewirtschaftliche Nutzen in der Schweiz ist. Im Szenario «Slow Progress» liegt der europäische energiewirtschaftliche Nutzen mit 20 Mio. CHF unter dem Wert in der Schweiz.

7.2.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist insgesamt als «sehr hoch» zu bewerten.

Die Netzoptimierung durch Spannungsumstellung ermöglicht eine höhere Leistungsübertragung im Wallis. Hierdurch entsteht eine durchgehende 380-kV-Verbindung zwischen Bickigen (BE) und Chamoson (VS) als Voraussetzung für die Abführung der geplanten Wasserkraftproduktion aus dem Wallis gemäss den gültigen n-1-Kriterien der ENTSO-E.

Durch das Projekt können zudem strukturelle Engpässe am Transformator Chamoson behoben werden. Abbildung 7.1 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

R = Referenz T = TOOT Projekt 1

Transformator Chamoson 380/220 kV

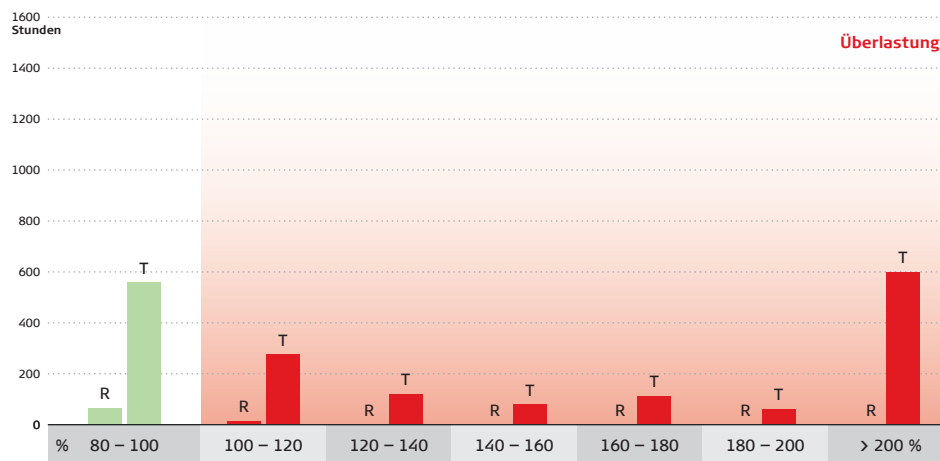


Abbildung 7.1: n-1-Engpässe am Transformator Chamoson

Bestätigt wird die Bedeutung des Projektes auch durch die Ergebnisse des Stresstests. Die n-2-Ausfallanalyse zeigt, dass bereits bei einer geplanten Ausserbetriebnahme (Trafo oder Leitung), die n-1-Sicherheit nicht mehr gewährleistet ist. Ohne das Projekt «Chamoson – Chippis» würde es daher zu massiven Transporteinschränkungen im Wallis kommen.

7.2.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Der Beitrag des Projektes zur vertikalen Versorgungssicherheit ist eher gering, da durch das Projekt im Wesentlichen die Kraftwerke im Wallis in das Netz integriert werden.

7.2.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Sowohl die monetäre Bewertung als auch die technischen Analysen zeigen, dass die Leitung in allen betrachteten Szenarien benötigt wird – das Projekt ist somit «robust» gegen Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des Stromsystems.

7.2.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Das Projekt leistet in verschiedener Hinsicht einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung:

- » **Verbesserter Immissionsschutz** – Die Massnahme erlaubt eine Bündelung von Leitungen und führt dadurch zu einer Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und einer streckenweisen Lärmreduktion. Daraus ergibt sich eine positive Wirkung auf den Immissionsschutz.
- » **Rückbau von vorhandenen Leitungen** – Mit dem geplanten Vorhaben wird durch die Bündelung von einer bereits vorhandenen 220-kV-Leitung, zweier vorhandener 132-kV-Leitungen und einer 65-kV-Leitung auf dem gleichen Gestänge die benötigte Landbeanspruchung für elektrische Infrastrukturanlagen auf ein Minimum reduziert. Es resultiert für das betrachtete Projekt gesamthaft ein Rückbau von über 300 Masten, was eine signifikante Entlastung für die Region in Bezug auf die Wohnqualität, Naherholungsgebiete und den Ortsbildschutz bedeutet. Die Rückbauten umfassen:
 - » 65-kV-Leitung Riddes–Vétroz auf 11 km mit 61 Masten;
 - » 125 kV-Leitung Les Agettes–Chandoline auf 1,5 km mit 6 Masten;
 - » 125/132 kV-Leitung Chandoline–Vernayaz–Evionnaz auf 36,4 km mit 122 Masten;

- » 125 kV-Leitung Chamoson– Chandolin auf 11,5 km mit 41 Masten;
- » 132 kV-Leitung Chandoline– Grand Champ Sec auf 2,2 km mit 13 Masten;
- » 220-kV-Leitung Chamoson– Chippis auf 27 km mit 79 Masten.

Dem Rückbau von über 87 km Leitungen steht ein Neubau der 35 km langen 380-kV-Trasse gegenüber. Aufgrund der Tatsache, dass die neue Trasse gegenüber allen anderen bestehenden Trassen weiter südlich und in höher gelegene Regionen verlegt wurde, ergeben sich für mehrere Gemeinden neue Entwicklungsmöglichkeiten, da durch den Abbruch der bestehenden Leitungen potenzielle Bauzonen frei werden.

7.3. Projekt 2 «Chippis – Bickigen»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Die hohe Bedeutung des Projektes für die Versorgungssicherheit der Schweiz überkompensiert die neutral bis leicht negative wirtschaftliche Bewertung.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «sehr hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt ist insgesamt neutral bis leicht negativ für die Schweizer Volkswirtschaft: es erbringt im Szenario «On Track» einen kleinen positiven Nettonutzen, ist jedoch im Szenario «Slow Progress» leicht negativ.
- » **Umweltsicht** – Das Projekt leistet in verschiedener Hinsicht einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung.

Das Programm «Chippis–Bickigen» umfasst die Optimierung der vorhandenen Trasse auf einer Länge von 106 km (und eines Unterwerks). Die Inbetriebnahme des Projekts ist für das Jahr 2021 geplant.

Tabelle 7.2: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Chippis–Bickigen»

2. Chippis – Bickigen		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		27
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		0
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		27
Inbetriebnahme	Jahr		2021
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	425 Wallis	660 Wallis
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	440 Wallis	540 Wallis
Monetärer Nutzen (Nettoarwert^{T12})			
Investitionskosten	Mio. CHF		16
Betriebskosten	Mio. CHF		2
Kosten (a)	Mio. CHF		18
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	0	3
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	14	-4
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	-1	5
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	12	5
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	8	4
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	2	-9
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	14	7

T12 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettoarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	sehr hoch
vertikale Versorgungssicherheit	keine Wirkung
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	positiv

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	5,36/7,06	4,18/3,44
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0/0	0,03/0,01
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0,03/0,01	0/-0,03

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.3.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf gut 27 Mio. CHF (Leitungen und Unterwerke). Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der verbesserten Integration von Wasserkraftwerken im Wallis (0,4 bis 0,5 GW) und einer Reduktion der Leitungsverluste.

Je nach Szenario ist die Leitung für die Schweizer Volkswirtschaft aus rein monetärer Sicht bereits positiv («On Track») bzw. verursacht einen Nettoverlust von knapp 9 Mio. CHF (Szenario «Slow Progress» mit einer Diskontierung mit 3% p.a.). Die unterschiedlichen Ergebnisse zwischen «On Track» und «Slow Progress» sind unter anderem durch die Differenzen der Wirkung auf die Kraftwerksanschlüsse in den beiden Szenarien bedingt.

7.3.2. Europäische Perspektive

Im Szenario «On Track» ergibt sich aufgrund der zusätzlich verfügbaren Kraftwerk-Anschlusskapazität im Wallis ein europäischer energiewirtschaftlicher Nutzen von 14 Mio. CHF, welcher höher als der korrespondierende energiewirtschaftliche Nutzen in der Schweiz ist. Auch im Szenario «Slow Progress» ergibt sich immerhin noch ein Nutzen von 7 Mio. CHF.

7.3.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist insgesamt als «sehr hoch» zu bewerten. Die Netzoptimierung durch Spannungsumstellung ermöglicht eine höhere Leistungsübertragung im Wallis. Zudem wird eine durchgehende 380-kV-Verbindung zwischen Bickigen (BE) und Chamoson (VS) ermöglicht, die notwendig ist, um die geplante Wasserkraftproduktion aus dem Wallis abzuführen. Durch das Projekt können zudem strukturelle Engpässe am Transformator Bickigen behoben werden. Abbildung 7.2 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

R = Referenz T = TOOT Projekt 2

Transformator Bickigen 380/220 kV

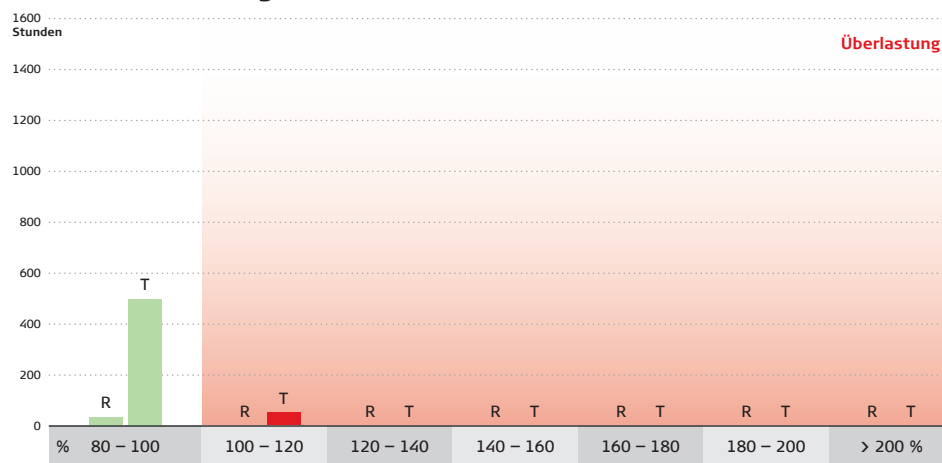


Abbildung 7.2: n-1-Engpässe am Transformator Bickigen

Bestätigt wird die Bedeutung des Projektes auch durch die Ergebnisse des Stresstests. Die n-2-Ausfallanalyse zeigt, dass bereits bei einer geplanten Ausserbetriebnahme (Trafo oder Leitung), die n-1-Sicherheit nicht mehr gewährleistet ist. Ohne das Projekt «Chippis – Bickigen» würde es daher zu massiven Transporteinschränkungen im Wallis kommen.

7.3.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Im Rahmen des Projektes wird auch die redundante Anbindung des vorhandenen 220-kV-Unterwerkes Wimmis in das Swissgrid Netz evaluiert. Aktuell wird hier die Redundanz durch das Verteilnetz der BKW (Transformierung 220/132 kV in Wattenwil) sichergestellt. Die Einschlaufung des UW Wimmis würde es auch ermöglichen, mittelfristig den Abtransport der KWO zu optimieren. Das Projekt wäre voraussichtlich kostenneutral, da in Konsequenz die bestehende 220-kV-Leitung Wattenwil – Wimmis und die 220-kV-Schaltanlage Wattenwil aufgegeben werden könnten.

7.3.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Sowohl die monetäre Bewertung als auch die technischen Analysen zeigen, dass die Leitung in allen betrachteten Szenarien benötigt wird – sie ist somit «robust» gegen Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des Stromsystems, da der Transportbedarf durch die bestehenden und geplanten Kraftwerke gegeben ist.

7.3.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Das Projekt leistet in verschiedener Hinsicht einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung. Die Massnahme erlaubt eine Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und eine streckenweise Lärmreduktion (positive Wirkung auf Immissionsschutz). Sie wird zudem «minimal invasiv» umgesetzt, das heisst, dass sie auf die bestehende Trasse zurückgreift. Dadurch kann auf eine Änderung des Mastbildes verzichtet werden.

7.4. Projekt 3 «Pradella – La Punt»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Die hohe Bedeutung des Projektes für die Versorgungssicherheit der Schweiz überkompensiert die neutrale wirtschaftliche Sicht.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «sehr hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Insgesamt ist der Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft als neutral zu werten: dem positiven Nettonutzen im Szenario «On Track» steht ein etwa gleich hoher negativer im Szenario «Slow Progress» entgegen.
- » **Umweltsicht** – Das Projekt leistet in verschiedener Hinsicht einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung.

Das Programm «Pradella – La Punt» umfasst die Verstärkung der vorhandenen Trasse auf einer Länge von 49 km, ergänzt um Arbeiten an Unterwerken. Die heute vorhandene Leitung ist mit einem Strang für 380-kV-durchgängig und zwischen Ova Spin und Pradella mit einem Strang für 220 kV belegt, sodass der freie Gestängeplatz zur Netzverstärkung genutzt werden kann. Die Inbetriebnahme des Projekts ist für das Jahr 2020 geplant.

Tabelle 7.3: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Pradella – La Punt»

3. Pradella – La Punt		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		81
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		20
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		61
Inbetriebnahme	Jahr		2020
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	240 CH-DE	80 CH-DE
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	400 CH-DE	350 CH-IT
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	0	0
Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T13})			
Investitionskosten	Mio. CHF		34
Betriebskosten	Mio. CHF		5
Kosten (a)	Mio. CHF		39
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	176	30
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	-121	-8
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	31	1
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	85	22
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	12	6
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	58	-11
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	197	27

T13 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	sehr hoch
vertikale Versorgungssicherheit	keine Wirkung
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	positiv

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	9,83/11,58	5/6,74
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	1359/0	0/0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	-0,02/0,21	-0,04/-0,01

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.4.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf gut 81 Mio. CHF. Dabei entfallen 44 Mio. CHF auf Leitungen und 37 Mio. CHF auf Unterwerke. Demgegenüber stehen eingesparte Ersatzaufwendungen von ca. 20 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Deutschland und Italien (je nach Lastflusssituation zwischen 80 MW und 400 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste. Für die Schweizer Volkswirtschaft ist das Projekt monetär betrachtet im Szenario «On Track» positiv, im Szenario «Slow Progress» ergibt sich ein negativer Nettonutzen für die Schweiz.

Der negative Nettonutzen in «Slow Progress» ist durch die zusätzlich verfügbaren NTC im Stützjahr 2035 bedingt. Dadurch kommt es zu einer Angleichung an das höhere Preisniveau von Italien, was eine entsprechende negative Auswirkung auf die Konsumentenrente hat. Dieser Effekt tritt in «On Track» nicht auf, da hier die verfügbaren NTC immer Richtung Deutschland gehen mit einer korrespondierenden preisdämpfenden Wirkung, die sich in einer positiven Konsumentenrente niederschlägt.

7.4.2. Europäische Perspektive

Die erhöhten Übertragungskapazitäten nach Deutschland und Italien (je nach Lastflusssituation zwischen 80 MW und 400 MW) haben einen erheblichen Effekt auf den energiewirtschaftlichen Nutzen in der ENTSO-E-Region. «Pradella – La Punt» liefert einen europäischen Nutzen von 202 Mio. CHF in «On Track» und von 101 Mio. CHF in «Slow Progress».

7.4.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist insgesamt als «sehr hoch» zu bewerten.

Die bestehende Höchstspannungsleitung zwischen Pradella und La Punt bildet einen strukturellen Engpass mit Auswirkungen auf die Schweizer und europäische Netzsicherheit. Mit dem Projekt wird der Engpass eliminiert und die Importkapazität aus dem Norden erhöht, sowie die Vernetzung mit dem internationalen Übertragungsnetz (Österreich, Italien) verbessert. Zudem kann mit der Massnahme die heute bestehende T-Verbindung in La Punt aufgelöst werden, was aus betrieblicher Sicht eine deutlich erhöhte Zuverlässigkeit bringt.

Abbildung 7.3 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme. Die Überlastungen treten nur an wenigen Stunden im

Jahr auf und sind daher in der Abbildung nicht erkennbar. Dennoch reduziert das Projekt signifikant die n-1-Engpässe in der Region.

R = Referenz T = TOOT Projekt 3

Leitung Gorlago - Robbia 380 kV

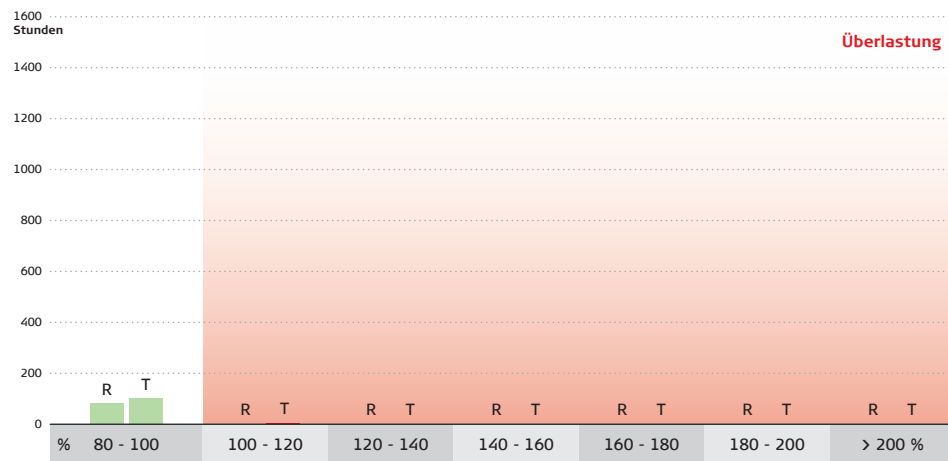


Abbildung 7.3: n-1-Engpässe an der Leitung Gorlago–Robbia

Exkurs: Interpretationsrahmen für die TOOT-Grafiken aufgrund von Dynamiken im vermaschten Netz

Am Beispiel «Pradella–La Punt» zeigt sich, dass die reine n-1-Betrachtung mit der sehr konservativen PINT-Methodik keine alleinige Begründung für eine Netzinvestition liefert. Weitere Aspekte wie die Aufhebung von topologisch kritischen Netzkonfigurationen (z.B. T-Verbindung, häufige Netztrennungen), auftretenden Kraftwerkseinschränkungen, internationalen Betriebsvereinbarungen betreffend Berücksichtigung von n-2-Ausfallrechnungen (z.B. Ausfall von Doppelleitungen) oder einer angemessenen Flexibilität bei künftigen Bedürfnissen an das Übertragungsnetz (z.B. zusätzliche geplante Kraftwerke) sind ebenso wie die vorgelagerten, für den Netzaufbau eingesetzten PINT-Ergebnisse mit zu berücksichtigen.

Bestätigt wird die Bedeutung des Projektes durch die Ergebnisse des Stresstests. Insbesondere bei Netzstörungen zwischen Slowenien und Italien, die zu einem direkten und hohen Zusatzfluss über die Schweiz Richtung Italien führen, wird die bestehende Leitung zu einem Engpass.

7.4.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Die mit dem Ausbau dieser Leitung verbundenen Kompensationsmassnahmen in den untergelagerten Netzebenen steigern die lokale Versorgungssicherheit in der Netzebene 3.

7.4.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Da die Leitung bereits heute einen strukturellen Netzengpass darstellt, der mit den geplanten Kraftwerksprojekten in der Region zusätzlich verschärft wird, ist die Massnahme unabhängig weiterer Randbedingungen und in allen Szenarien technisch notwendig.

7.4.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Das Projekt leistet einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung:

- » **Immissionsschutz** – Die Massnahme erlaubt eine Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und eine streckenweise Lärmreduktion. Daraus folgt eine positive Wirkung auf den Immissionsschutz.
- » **Rückbau vorhandener Leitungen** – Im Rahmen des Projektes erfolgt zunächst ein Rückbau der vorhandenen 60-kV-Leitung zur Talversorgung auf einer Länge von 50 km. Diese Leitung wird durch eine 110-kV-Leitung ersetzt (Ausführung voraussichtlich als Erdkabel⁴). Mit dieser Verkabelung und der Spannungserhöhung auf 110-kV erfährt die Talversorgung eine signifikante Leistungssteigerung und eine Verbesserung der Versorgungssicherheit der Talschaften aufgrund der Reduktion der äusseren Einflüsse wie Gewitter, Schnee oder Eis auf eine Freileitung im Verteilnetz.

Der Rückbau umfasst u.a. auch den Rückbau von über 200 Masten, welche zum Teil nahe an bewohnten Gebieten und durch Schutzgebiete verlaufen. Mit diesem Rückbau können unter anderem der Schweizerische Nationalpark (BLN-Objekt Nr. 1915) um 1 km, regionale Landschaftsschutzgebiete um ca. 10 km und lokale Landschaftsschutzgebiete um ca. 7 km von einer Freileitung entlastet werden.

⁴ Bei der energiewirtschaftlichen Bewertung der Verbindung wurden zunächst nur die Kosten einer 110-kV-Freileitung angesetzt – dies ist bei der Abwägung «Verminderung Umwelteinfluss» vs. monetärer Nutzen zu berücksichtigen, damit keine Verzerrung bei der Gesamtbewertung entsteht.

7.5. Projekt 4 «Chippis – Lavorgo»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Die hohe Bedeutung des Projektes für die Versorgungssicherheit der Schweiz und die positiven Umweltaspekte überkompensieren die negative wirtschaftliche Bewertung.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projektes zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «sehr hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt in beiden Szenarien einen negativen Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Das Projekt leistet in verschiedener Hinsicht einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung.

Das Projekt «Chippis – Lavorgo» besteht massgeblich aus einem Neubau einer durchgehenden Wechselstromtrasse für zwei Stränge mit 380-kV auf einer Gesamtlänge von 124 km, wovon ein Strang vorläufig mit 220 kV betrieben werden soll. Streckenweise werden eine Bahnstrom-Schleife für die SBB und eine Verteilnetzleitung mitgeführt. In Chippis wird zusätzlich ein neuer Transformator realisiert.

Die einzelnen Abschnitte dieses Programms umfassen

- » «Chippis – Mörel» (44 km Neubau 380 kV);
- » «Mörel – Ulrichen» (30 km Neubau 380 kV bei gleichzeitigem Rückbau der vorhandenen 220-kV-Leitungen);
- » «Airolo – Lavorgo» (22 km Neubau 380 kV bei gleichzeitigem Rückbau der vorhandenen 220-kV-Leitungen); sowie
- » «Chippis – Stalden» (28 km Verstärkung durch Strangnachzug 220 kV).

Das Projekt «Chippis – Lavorgo» ist in Projektierung und insbesondere der Teilabschnitt «Lavorgo – Airolo» wurde mit Verteilnetzbetreibern, SBB, Behörden, Kantonen bereits koordiniert und abgestimmt. Sie ist mit der längerfristigen Netz- und Raumplanung im Kanton Tessin abgestimmt und kompatibel. Die Fertigstellung des Projektes ist für das Jahr 2024 vorgesehen.

Tabelle 7.4: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Chippis – Lavorgo»

4. Chippis – Lavorgo		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		384
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		102
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		282
Inbetriebnahme	Jahr		2024
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	853 Wallis	362 Wallis
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	607 Wallis	336 Wallis

Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T14})			
Investitionskosten	Mio. CHF		165
Betriebskosten	Mio. CHF		22
Kosten (a)	Mio. CHF		187
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	11	-55,
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	1	52
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	3	15
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	14	12
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	19	16
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	-153	-159
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	17	8

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	sehr hoch
vertikale Versorgungssicherheit	hoch
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	positiv

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	28,53/13,52	17,99/12,61
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0/45	0/0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0,01/0	0/0

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.5.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf gut 385 Mio. CHF (für Leitungen und Unterwerke). Demgegenüber stehen eingesparte Erhaltungsaufwendungen von ca. 100 Mio. CHF. Hierbei handelt es sich um eine sehr konservative Annahme der eingesparten Erhaltungsaufwendungen⁵. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt in einer Verbesserung der Einspeisung für Kraftwerke im Wallis (ca. 300 bis 850 MW je nach Lastflusssituation), der erhöhten Übertragungskapazität nach Italien (je nach Lastflusssituation zwischen 80 MW und 200 MW) sowie einer Reduktion der Leitungsverluste.

Aus rein monetärer Sicht ist diese Leitung in beiden betrachteten Szenarien nicht positiv. Aus einer angenommenen Diskontierung des Projektes von 3% / Jahr würde ein negativer Nettonutzen von 153 Mio. CHF in «On Track» und 159 Mio. CHF in «Slow Progress» resultieren. Jedoch hätte eine Nicht-Realisierung dieses Projektes auch zur Folge, dass es zukünftig während rund eines Viertels des Jahres zu Netzüberlastungen resp. kritischen Netzsituationen käme – und damit verbunden einer Erhöhung des Risikos eines regionalen oder sogar nationalen Netzunterbruchs.

Der rein monetären Betrachtung steht somit der sehr hohe Wert der Leitung für die Netzsicherheit der Schweiz und der Region entgegen, was dazu führt, dass Swissgrid aus Risikosicht trotz negativem Nettonutzen in das «Strategische Netz 2025» aufnimmt. Positiv gestaltet sich auch die umweltentlastende Wirkung durch den Leitungsrückbau, die unter 6.5 detailliert dargestellt wird.

⁵ Basis ist hierbei eine reine alters- und nicht zustandsbasierte Betrachtung der Erhaltungskosten unter Standardbedingungen, die nicht dem schwierigeren Berg-Terrain entsprechen.

^{T14} Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

7.5.2. Europäische Perspektive

Das Projekt «Chippis–Lavorgo» erhöht die Übertragungskapazität nach Italien (ca. 80 bis 180 MW) und verstärkt damit die Rolle der Schweiz als wichtige Stromdrehscheibe im europäischen Energiesystem. Es leistet damit auch einen Beitrag zum europäischen Ziel einer Verstärkung der grenzüberschreitenden Kapazitäten. Es ist darüber hinaus eine notwendige Voraussetzung für weitere, langfristig auf Schweizer und europäischer Ebene angedachte Systementwicklungen, wie das PCI-Projekt «San Giacomo».

7.5.3. Beitrag der heutigen und künftigen Leitung zur Netzsicherheit

Bereits die heutige 220-kV-Leitung ist ein wichtiger Baustein des Schweizer Übertragungsnetzes, wie folgende Kenngrössen zeigen:

- » An der derzeit betriebenen »Gommerleitung« sind 28 Erzeuger (rund 1 GW) und 7 Unterwerke (220 kV) angeschlossen.
- » Dank der Leitung könnten im Jahr ca. 3 TWh mehr Erzeugung aus der Region in das Übertragungsnetz integriert werden, was ca. 5% der Schweizer Produktion⁶ entspricht.

Ohne umfassende Topologie- und Betriebsmassnahmen, die trotz der Erfahrung der Swissgrid Operateure mit gewissen Risiken behaftet sind, käme es in den Kantonen Wallis und Tessin bereits heute zu strukturellen Netzengpässen. Das Projekt «Chippis–Lavorgo» eliminiert diese Misslage und erhöht damit auch die Robustheit der gesamten regionalen Netzinfrastruktur, die heute bereits an der Grenze ihrer Leistungsfähigkeit betrieben wird:

- » Swissgrid trennt derzeit während rund 15 Wochen im Jahr, bei hoher Hydroproduktion im Alpenraum, das Übertragungsnetz vollständig in Mörel in Ost-West Richtung. Dies führt auf der NE1 zu einer geringeren Störungstoleranz, da die Netzvermaschung durch die Trennung geschwächt wird. Zusätzlich kann es dabei auch zu Transitflüssen im darunterliegenden Verteilnetz kommen.
- » Mittels mehrerer Netzprovisorien wurde in den vergangenen Jahren die kritische Netz-situation im Wallis, dem Tessin und dem Berner Oberland adressiert:
 - » Um die Produktion im Wallis so weit als möglich sicher abtransportieren zu können, ist im Raum Visp ein sogenannter Doppel-T-Anschluss errichtet. Dies kann zu einer reduzierten Verfügbarkeit der Leitungen führen, da bei einer Störung gleich mehrere Stromkreise ausfallen.
 - » Um strukturelle Netzengpässe zu entschärfen, ist zwischen den Kantonen Bern (Handeck), Tessin (Robiei) und Wallis (Mörel) ein Provisorium im 220-kV-Netz errichtet worden.
- » Das Projekt «Chippis–Lavorgo» ist eine Voraussetzung, damit die bereits realisierten Netzbauten in der Region (z.B. die 380-kV-Doppelleitung «Airolo–Ulrichen») ihr Übertragungspotenzial im Wallis und Tessin ausschöpfen können.

Die Lastflussanalysen für 2025 zeigen eine deutliche Überlastung im n-1-Fall für den gesamten Streckenabschnitt zwischen Chippis und Lavorgo im heutigen Ausbauzustand. Dazu wurde eine n-1-Auswertung aller Leitungen zwischen Chippis und Lavorgo ohne das Projekt 4. «Chippis–Lavorgo» (d.h. Chippis–Lavorgo im heutigen Ausbauzustand) für das Stützjahr 2025 in den beiden Szenarien «On Track» und «Slow Progress» vorgenommen. Abbildung 7.4 zeigt beispielhaft die dann resultierende Überlastung (rote Balken) der drei am stärksten belasteten Teilabschnitte für «Slow Progress 2025». Es ist ersichtlich,

⁶ Dieser Strom müsste aus anderen Kraftwerken in der Schweiz oder durch Importe ersetzt werden.

dass die 220-kV-Leitung Bitsch – Mörel in mehr als 1 200 Stunden im Stützjahr 2025 eine Überlastung im n-1-Fall aufweist. Für die beiden anderen angeführten Leitungsabschnitte liegt der Wert ebenfalls bei rund bzw. über 1 000 Stunden. Ähnliche Ergebnisse zeigen sich auch für das Szenario «On Track».

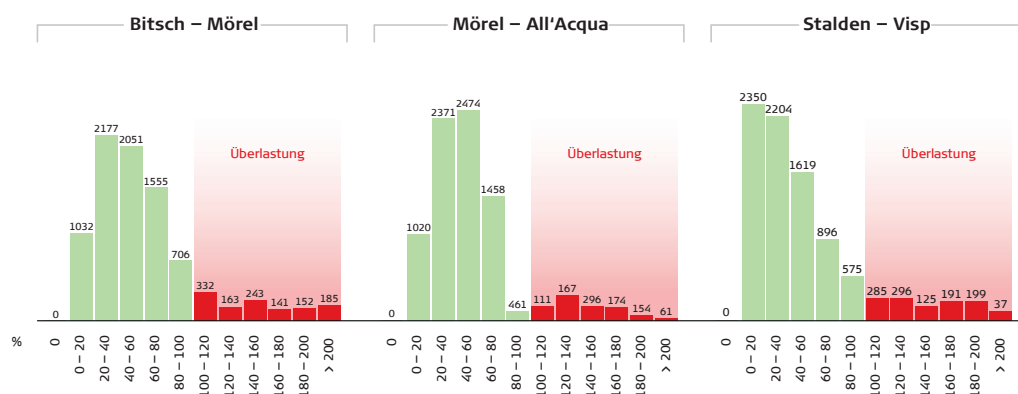


Abbildung 7.4: Überlastung von Leitungsabschnitten ohne Projektrealisierung für «Slow Progress 2025»

Swissgrid erachtet daher mittel- bis langfristig den Ausbau der Leitung «Chippis – Lavorgo» trotz der negativen finanziellen Bewertung als unumgänglich, um die notwendige Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes im Wallis zu gewährleisten. Das Projekt «Chippis – Lavorgo» bildet eine wichtige Übertragungsschiene, die sowohl das Wallis mit dem Tessin als stabile «380-kV-Achse» verbindet, als auch etwa eine wichtige Voraussetzung für das Kraftwerksprojekt «Grimsel/KWO+» darstellt.

7.5.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Das Projekt «Chippis – Lavorgo» ist Teil des mit dem Kanton Tessin abgestimmten Gesamtkonzepts «Leventina+ 14», das die Verbesserung der Netzsituation im gesamten Kanton Tessin zum Ziel hat. Die mitgeführte Bahnstrom-Schleife der SBB garantiert die Versorgungssicherheit des NEAT-Gotthard-Basistunnels.

7.5.5. Beitrag zur Robustheit / Flexibilität des Übertragungsnetzes

Die geplante Massnahme ist aus technischer Sicht in allen betrachteten Szenarien erforderlich. Sie ist somit sehr robust und nachhaltig gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen bis 2035.

Der n-2-Stresstest in den technischen Netzen «On Track» und «Slow Progress 2025» zeigt, dass bei einer geplanten Ausserbetriebnahme (Trafo oder Leitung) selbst mit dem Ausbau des Projektes «Chippis – Lavorgo» die n-1-Sicherheit nicht zu 100% gewährleistet wäre. Ohne dieses könnte es somit zu massiven Transporteinschränkungen im Wallis, Tessin und Berner Oberland kommen.

7.5.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projektes zur Umweltentlastung ist positiv einzustufen. Die umweltentlastende Wirkung zeigt sich in verschiedener Hinsicht:

» **Immissionsschutz** – Die Massnahme erlaubt eine Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und eine streckenweise Lärmreduktion (positive Wirkung auf Immissionsschutz).

- » **Rückbau vorhandener Leitungen** – Im Rahmen des Projektes werden zahlreiche vorhandene 220-kV-Leitungen zurückgebaut, davon insgesamt 38 km in Schutzgebieten von nationaler und 29 km in Schutzgebieten von kantonaler Bedeutung. Im Einzelnen sind dies:
 - » **Teilabschnitt «Chippis – Mörel»:** Dieser Teilabschnitt wurde in einem SÜL-Verfahren (Sachplan Übertragungsleitungen) geplant und unter Einbezug wichtiger Aspekte wie Umweltschonung, Raumentwicklung, Wirtschaftlichkeit sowie technischer Notwendigkeiten festgelegt. Der geplante Korridor verläuft im Vergleich zu der bestehenden 220-kV-Leitung weiter südlich und weiter entfernt von Agglomerationen (Siedlungen), was zu einer merklichen Entlastung der dort ansässigen Bevölkerung führt. Zusätzlich wird auf der Teilstrecke zwischen Termen und Mörel die sogenannte Simplonleitung mitgeführt. Dies resultiert in einem Abbruch von ca. 2,8 km einer bestehenden 220-kV-Leitung mit 8 Masten.
 - » **Teilabschnitt «Mörel – Ulrichen»:** Dieser Teilabschnitt wurde in einem SÜL-Verfahren geplant und unter Einbeziehung wichtiger Aspekte wie Umweltschonung, Raumentwicklung, Wirtschaftlichkeit sowie technischer Notwendigkeiten festgelegt. Der geplante Korridor verläuft im Vergleich zu der bestehenden 220-kV-Leitung weiter südlich und weiter entfernt von Agglomerationen (Siedlungen), was zu einer merklichen Entlastung führt und die Wohnqualität der ansässigen Bevölkerung deutlich steigert. Mit dem geplanten Vorhaben wird unter dem Aspekt der Bündelung ein Einbezug von einer 132-kV-Leitung und einer 65-kV-Leitung auf dem gleichen Gestänge eingeplant. Damit wird die benötigte Landbeanspruchung für elektrische Infrastrukturanlagen auf ein Minimum reduziert. Damit verbunden ergeben sich insgesamt Rückbauten der vorhandenen 65-kV-Leitung auf einer Länge ca. 30 km. Dies bedeutet, dass über 100 Masten aus der Landschaft und zum Teil in unmittelbarer Nähe zu Wohngebieten entfernt werden. Aufgrund der Tatsache, dass die neue Trasse gegenüber allen anderen bestehenden Trassen aus der unmittelbaren Nähe von Agglomerationen entfernt wurde, ergeben sich für mehrere Gemeinden neue Entwicklungsmöglichkeiten, da durch den Abbruch der bestehenden Leitung potenzielle Bauzonen frei werden.
 - » **Teilabschnitt «Chippis – Stalden»:** Für den Strangnachzug auf der bestehenden Leitung werden die bestehenden Tragwerke verwendet, was die Beanspruchung der Landressourcen und allfällige Eingriffe in die Landschaft minimiert. Durch das Auflegen des zweiten Stranges kann das elektromagnetische Feld optimiert werden. Dies hat zur Folge, dass die Gesamtbelastung sinkt. Auf dem Teilabschnitt «Chippis – Agarn» wird zusätzlich eine Bündelung mit der Leitung «Chippis – Mörel» ausgeführt.
 - » **Teilabschnitt «Airolo – Lavorgo»:** Für das Projekt «Airolo – Lavorgo» sieht der aktuelle Planungstand (Leventina+ 14) vor, dass einerseits der Verlauf der neuen 380-kV-Leitung (unter Mitnahme einer 132-kV-Leitung, Bahnstromleitung auf dem gleichen Gestänge) möglichst optimal in die betroffene Landschaft und die damit verbundenen Schutzgebiete einzugliedern ist. Damit verbunden ergeben sich zusätzliche Rückbauten vorhandener Leitungen von ca. 60 km Länge:
 - » 220-kV-Leitung «Peccia – Lavorgo» auf 22 km (ca. 80–100 Masten);
 - » 220-kV-Leitung «Robiei – Innertkirchen» auf 11 km (ca. 40–50 Masten);
 - » 220-kV-Leitung «Peccia – Handeck» auf 23 km (ca. 100 Masten).

7.6. Projekt 5 «Beznau – Mettlen»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist aus Schweizer Sicht insgesamt positiv zu beurteilen.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt einen positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Das Projekt «Beznau – Mettlen» besteht im Wesentlichen aus einer Netzoptimierung, einer Netzverstärkung der bestehenden Leitungen zwischen Beznau und Mettlen mit durchgängig 2x 380 kV sowie einer kleineren Netzerweiterung. Insgesamt umfasst das Projekt rund 64 km Leitungslänge, von denen gut 40 km Netzoptimierungen und 24 km einen Leitungsausbau darstellen. Letzteres bei gleichzeitigem Rückbau vorhandener Leitungen in gleicher Länge. Nach der Realisierung ist zunächst der Betrieb mit 1x 380-kV und 1x 220 kV geplant. Die Inbetriebnahme der neuen Leitungen ist bis zum Jahr 2025 vorgesehen.

Tabelle 7.5: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Beznau – Mettlen»

5. Beznau – Mettlen		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		113
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		50
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		63
Inbetriebnahme	Jahr		2025
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	1 150 CH-DE	775 CH-DE
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	1 125 CH-DE	790 CH-DE
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	0	0
Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T15})			
Investitionskosten	Mio. CHF		32
Betriebskosten	Mio. CHF		6
Kosten (a)	Mio. CHF		38
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	370	317
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	-66	-152
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	41	-7
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	346	159
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	7	25
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	315	146
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	724	275

T15 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	hoch
vertikale Versorgungssicherheit	hoch
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	neutral

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	14,69/4,29	23,47/27,15
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0/0,63	0,28/-0,29

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.6.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf knapp 115 Mio. CHF. Davon entfallen auf Leitungen 80 Mio. CHF und auf Unterwerke 33 Mio. CHF. Demgegenüber stehen eingesparte Ersatzaufwendungen von knapp 50 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Deutschland (je nach Lastflusssituation ca. 800 bis 1150 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste. Für die Schweizer Volkswirtschaft ist diese Leitung in beiden Szenarien hoch positiv. Bei einer Diskontierung des Projektes mit 3% p.a. ist je nach Szenario ein positiver Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft von rund 146 Mio. bis 315 Mio. CHF möglich.

Der positive Nettonutzen ist durch die höheren verfügbaren Grenzkapazitäten in Richtung Deutschland bedingt, was einen preisdämpfenden Effekt auf die Schweiz hat. Dies äussert sich in einer stark positiven Konsumentenrente, welche die negativen Effekte auf die Schweizer Produzenten deutlich übersteigt.

7.6.2. Europäische Perspektive

Die erhöhte Übertragungskapazität nach Deutschland (je nach Szenario zwischen 775 MW und 1150 MW) hat einen erheblichen Effekt auf den energiewirtschaftlichen Nutzen in der ENTSO-E-Region. «Bezau – Mettlen» führt zu einer Erhöhung des europäischen Nutzens von 724 Mio. CHF in «On Track» und 275 Mio. CHF in «Slow Progress».

7.6.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Mit der Massnahme wird die Transportkapazität von der deutschen Grenze bis ins Mittelland erhöht. Zudem wird eine redundante 380-kV-Achse zur bestehenden Achse ab Laufenburg in Richtung Mettlen geschaffen, die die Netzsicherheit erhöht und sicherstellt, dass auch Wartungsarbeiten ohne grössere Eingriffe durchgeführt werden können. Abbildung 7.5 zeigt beispielhaft die Entlastung der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

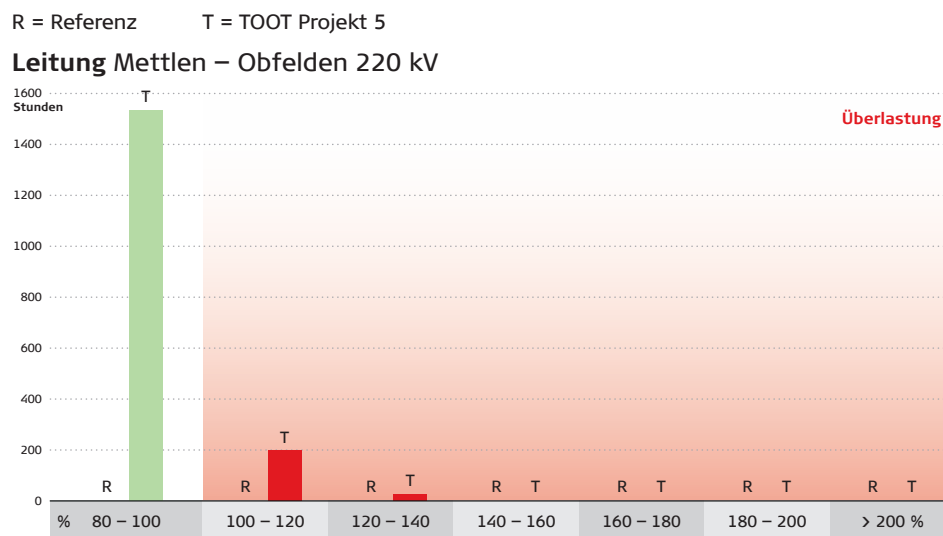


Abbildung 7.5. n-1-Engpässe an der Leitung Mettlen – Obfelden

7.6.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Durch das Projekt kommt es durch zusätzliche Redundanzen bei Unterwerken zu einer deutlichen Verbesserung der Versorgung in den bevölkerungsreichen Ballungszentren Aargau, Zug und Zürich Süd.

7.6.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Die gesamte Region ist bereits heute ohne Topologie- und Betriebsmassnahmen mit strukturellen Netzengpässen behaftet. Durch Berücksichtigung und Anwendung des NOVA-Prinzips ist die Leitungsverstärkung zwischen Beznau und Mettlen die optimale Massnahme, um langfristig die Netzsicherheit grossräumig im zentralen Mittelland zu gewährleisten. Die Massnahme «Beznau – Mettlen» antizipiert zudem die Netzentwicklungen auf deutscher Seite und soll in Zukunft zu einer wichtigen Energiebrücke Richtung Deutschland werden. Auf EU-Ebene ist der Ausbau des sogenannte «Swiss Roof» in allen Szenarien geplant, um die Flexibilität der Schweizer Wasserkraft mit der auf Wind und Photovoltaik aufbauenden Energiewende in Deutschland zu kombinieren.

7.6.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Ein Projektabschnitt befindet sich aktuell im SEN-Verfahren und innerhalb dieses Verfahrens wird in Zusammenarbeit mit den Kantonen AG und ZH, Bundesämtern und Umweltverbänden eine möglichst ideale Trasse gesucht. In den laufenden Untersuchungen werden die Aspekte Raumentwicklung, technische Aspekte, Umweltschonung und Wirtschaftlichkeit gegeneinander abgewogen, um einen möglichst schonenden Umgang mit Bodenressourcen, Landschaftsbild und bestehenden Agglomerationen zu erreichen. Im aktuellen Planungsstand sind noch keine konkreten Ersatzmassnahmen bekannt.

Eine umweltentlastende Wirkung zeigt sich in verschiedener Hinsicht:

- » **Immissionsschutz** – Die Massnahme erlaubt abschnittsweise eine Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und eine streckenweise Lärmreduktion. Dadurch ergibt sich eine positive Wirkung auf den Immissionsschutz.
- » **Rückbau vorhandener Leitungen** – Im Rahmen des Projektes werden zahlreiche vorhandene 220-kV-Leitungen zurückgebaut und bestehende 110-kV-Leitungen teilverkabelt. Zudem wird die vorhandene Infrastruktur im Rahmen der Netzverstärkung genutzt, um Umwelteingriffe zu minimieren.

7.7. Projekt 6 «Bassecourt – Mühleberg»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist aus Schweizer Sicht insgesamt positiv zu beurteilen.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt einen positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Das Projekt «Bassecourt – Mühleberg» besteht im Wesentlichen aus einer Netzverstärkung der vorhandenen 45,4 km langen 380-/220-kV-Freileitung aus dem Baujahr 1978. Diese Leitung wurde für einen Strang mit 380 kV und einen weiteren mit 220-kV-Nennspannung genehmigt und errichtet. Seit Inbetriebnahme werden beide Stränge allerdings nur mit 220- bzw. 132-kV-Nennspannung betrieben. Die mit 220 kV betriebene Leitung wird in diesem Projekt für den Betrieb mit 380 kV gemäss den heutigen Vorschriften ertüchtigt. Die Fertigstellung des Projektes ist für das Jahr 2025 geplant.

Tabelle 7.6: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Bassecourt – Mühleberg»

6. Bassecourt – Mühleberg		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		32
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		21
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		11
Inbetriebnahme	Jahr		2025
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	CH-DE 500	CH-DE 665
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	CH-FR 1 085	CH-FR 665
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	0	0
Monetärer Nutzen (Nettoarwert^{T16})			
Investitionskosten	Mio. CHF		0
Betriebskosten	Mio. CHF		2
Kosten (a)	Mio. CHF		2
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	335	210
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	-120	-78
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	85	-8
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	300	125
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	5	11
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	303	134
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	683	241

T16 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettoarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	hoch
vertikale Versorgungssicherheit	hoch
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	neutral

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	7,47/3,49	15,75/9,2
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0/0,62	0,23/-0,24

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.7.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf knapp 32 Mio. CHF. Davon entfallen auf Leitungen 11 Mio. CHF und auf Unterwerke 21 Mio. CHF. Demgegenüber stehen eingesparte Erhaltungsaufwendungen von ca. 20 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Deutschland und Frankreich (je nach Lastflusssituation ca. 500 bis 1 150 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste.

Aus rein monetärer Sicht ist die Leitung für die Schweizer Volkswirtschaft in beiden Szenarien hoch gewinnbringend. Bei einer Diskontierung des Projektes mit 3% p.a. ergibt sich ein positiver Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft von 134 Mio. bis 303 Mio. CHF je nach Szenario.

Der positive Nettonutzen ist durch die höheren verfügbaren Grenzkapazitäten in Richtung Deutschland sowie Frankreich bedingt. Dies hat einen preisdämpfenden Effekt auf die Schweiz, welcher sich in einer stark positiven Konsumentenrente niederschlägt und die negativen Effekte auf die Schweizer Produzenten deutlich übersteigt.

7.7.2. Europäische Perspektive

Die erhöhten Übertragungskapazitäten nach Deutschland sowie Frankreich haben einen erheblichen Effekt auf den energiewirtschaftlichen Nutzen in der ENTSO-E-Region. «Bassecourt – Mühleberg» führt zu einer Erhöhung des europäischen Nutzens von 683 Mio. CHF in «On Track» und 241 Mio. CHF in «Slow Progress».

7.7.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Mit der Spannungserhöhung zwischen Bassecourt und Mühleberg und der damit verbundenen Transformierung 380 / 220 kV in Mühleberg wird die Importkapazität aus Frankreich und Deutschland erhöht. Mit der Massnahme wird die bisherige Investition in die regionale Transformierungskapazität (Bassecourt, Bickigen, Mettlen, Mühleberg) weiter verbessert. Abbildung 7.6 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

R = Referenz T = TOOT Projekt 6

Leitung Bickigen – Mühleberg 220 kV

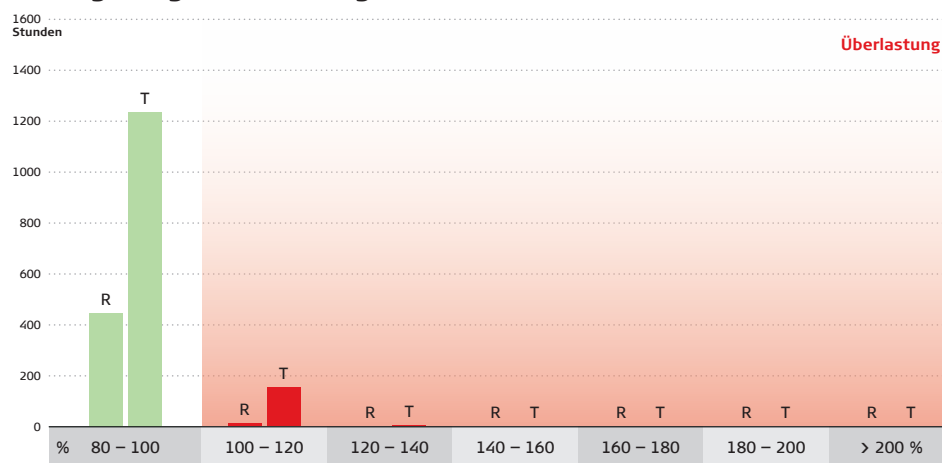


Abbildung 7.6: n-1-Engpässe an der Leitung Bickigen – Mühleberg

7.7.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Obwohl das Unterwerk Pieterlen (220 kV) aufgehoben wird, bleibt die Versorgungssicherheit der betroffenen Region durch die Netzverstärkung gewährleistet.

7.7.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Die gesamte Region ist bereits heute ohne Topologie- und Betriebsmassnahmen mit strukturellen Netzengpässen behaftet. Durch Berücksichtigung und Anwendung des NOVA-Prinzips ist die Spannungsumstellung der Leitung «Bassecourt – Mühleberg» die optimale Massnahme, um langfristig die Netzsicherheit grossräumig im zentralen Mittelland zu gewährleisten. Zusammen mit einer neuen Kuppeltransformierung in Mühleberg kann der Import aus den nördlichen Nachbarstaaten gezielt auf die Schweizer Bedürfnisse ausbalanciert werden. Auf EU-Ebene ist der Ausbau des sog. «Swiss Roof» geplant, um die Flexibilität der Schweizer Wasserkraft mit der auf Wind und Photovoltaik aufbauenden Energiewende in Deutschland zu kombinieren.

7.7.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Bei der Umsetzung der Massnahme wird die bestehende Trasse genutzt, wobei durch den Umbau das elektrische Feld vollständig eingehalten und das Magnetfeld optimiert wird. Zudem wird die Sicherheit über Strassen und Bahnlinien (Doppelketten) erhöht. Zudem erlaubt das Projekt abschnittsweise eine Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und streckenweise eine Lärmreduktion (positive Wirkung auf Immissionsschutz).

7.8. Projekt 7: «Magadino»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist aus Schweizer Sicht insgesamt positiv zu beurteilen.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt ist wirtschaftlich neutral bis positiv. Dem positiven Nettonutzen im Szenario «Slow Progress» steht ein deutlich geringerer negativer Nettonutzen im Szenario «On Track» entgegen.
- » **Umweltsicht** – Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Das Projekt «Magadino» umfasst im Wesentlichen die «Einschlaufung» der Leitung Avegno– Gorduno ab dem Raum Riazzino in das vorhandene (aber ggf. zu ertüchtigende) Unterwerk Magadino (Länge ca. 1,3 km), wo sie direkt mit dem übrigen 220-kV-Netz verknüpft wird. Die Fertigstellung der Massnahme ist für das Jahr 2018 geplant.

Tabelle 7.7: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Magadino»

7. Magadino		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		17
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		8
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		9
Inbetriebnahme	Jahr		2018
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	219 CH-IT	237 CH-IT
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	66 CH-IT	67 CH-IT
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	357 Tessin	387 Tessin
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	109 Tessin	108 Tessin
Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T17})			
Investitionskosten	Mio. CHF		5
Betriebskosten	Mio. CHF		1
Kosten	Mio. CHF		6
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	-59	-63
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	34	97
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	20	-12
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	-6	22
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	2	3
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	-10	19
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	52	83

T17 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	hoch
vertikale Versorgungssicherheit	hoch
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	neutral

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	0,66/3,63	1,67/4,52
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0/3 945,3	0/0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0,02/0,03	0/0,02

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.8.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf knapp 17 Mio. CHF für Leitungen. Demgegenüber stehen eingesparte Erhaltungsaufwendungen von knapp 10 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Italien (je nach Lastflusssituation ca. 70 bis 240 MW), einer Verbesserung der Einspeisesituation für Kraftwerke im Tessin (rund 100 MW bis 390 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste.

Aus rein monetärer Sicht ist die Leitung für die Schweizer Volkswirtschaft im Szenario «Slow Progress» gewinnbringend, im Szenario «On Track» unprofitabel. Bei einer Diskontierung des Projektes mit 3% p.a. käme es im Szenario «Slow Progress» zu einem positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft von knapp 20 Mio. CHF. Im Szenario «On Track» ergibt sich ein negativer Nettonutzen von rund 10 Mio. CHF.

7.8.2. Europäische Perspektive

Im Vergleich zu der Schweiz ergibt sich durch die Erhöhung der Übertragungskapazitäten nach Italien ein deutlicher Anstieg des europäischen energiewirtschaftlichen Nutzens mit 52 Mio. CHF in «On Track» und 83 Mio. CHF in «Slow Progress». Dieser Nutzen übersteigt auch deutlich die in der Schweiz anfallenden Kosten für das Projekt.

7.8.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Diese Massnahme behebt einen der am häufigsten auftretenden n-1-Engpässe im schweizerischen Übertragungsnetz. Dieser führte in der Vergangenheit wiederholt zu Einschränkungen von Kraftwerken, respektive des Betriebs der Merchant Line «Cagno – Mendrisio» im Tessin. Abbildung 7.7 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

R = Referenz T = TOOT Projekt 7

Leitung Avegno – Magadino 220 kV

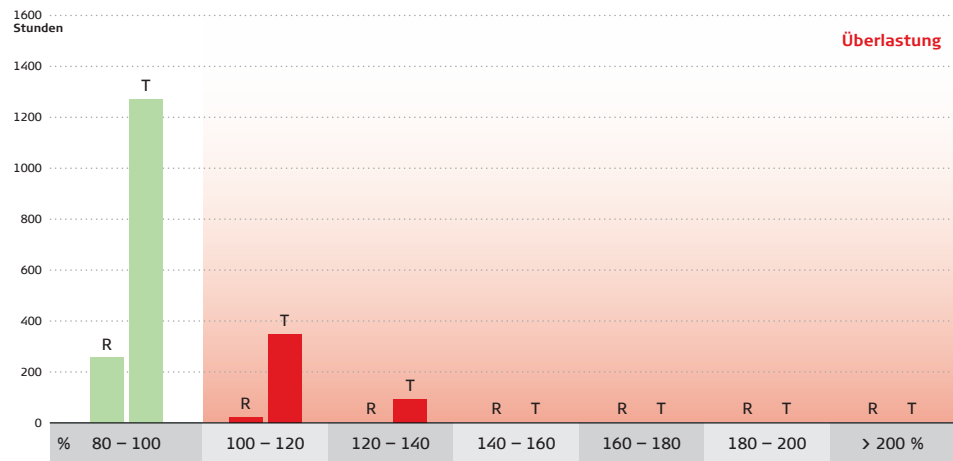


Abbildung 7.7: n-1-Engpässe an der Leitung Avegno – Magadino

7.8.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Die Bildung eines zentralen Netzknotens in der Magadinoebene mit starker Anbindung der örtlichen Verteilnetze verbessert die heutige Situation.

7.8.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Die Massnahme ist in allen betrachteten Szenarien notwendig, da der Transportbedarf durch die bestehenden und geplanten Kraftwerke gegeben ist.

7.8.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden. Eine umweltentlastende Wirkung erfolgt insbesondere durch die Entlastung von BLN⁷-Gebiet und Moorlandschaft durch Teilverkabelung und Bündelung mit dem 150/16-kV-Verteilnetz. Die Massnahme ist mit der laufenden Netz- und Raumplanung im Tessin abgestimmt und kompatibel.

7.9. Projekt 8 «Génissiat – Foretaille»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist aus Schweizer Sicht insgesamt positiv zu beurteilen.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist «hoch».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt einen positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Das Projekt Génissiat – Foretaille umfasst im Wesentlichen eine Verstärkung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung. Das Projekt wurde mit dem französischen Netzbetreiber RTE koordiniert und abgestimmt. Die Massnahme befindet sich noch nicht in der Projektierung. Im Falle von unverändert langen Planungs- und Genehmigungsdauern besteht die Gefahr von Verzögerungen für dieses Projekt. Die geplante Umsetzung des Projektes bis zum Jahr 2025 wird mit heutigen Planungs- und Genehmigungsverfahren schwer zu erreichen sein.

Tabelle 7.8: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Génissiat – Foretaille»

8. Génissiat – Foretaille		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		28
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		0
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		28
Inbetriebnahme	Jahr		2025
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	240 CH-FR	265 CH-FR
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	170 CH-FR	520 CH-FR
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	0	0
Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T18})			
Investitionskosten	Mio. CHF		15
Betriebskosten	Mio. CHF		2
Kosten	Mio. CHF		17
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	141	153
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	-85	-81
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	36	-10
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	92	62
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	0	0
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	75	45
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	265	359

T18 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen			
Netzsicherheit		hoch	
vertikale Versorgungssicherheit		hoch	
Robustheit/Flexibilität		ja	
Umweltauswirkung		neutral	

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	0,66/0	0/0
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0,06/0,03	0,01/0,45

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.9.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf 28 Mio. CHF für Leitungen. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Frankreich (je nach Lastflusssituation ca. 800 bis 1 150 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste.

Aus rein monetärer Sicht ist die Leitung für die Schweizer Volkswirtschaft in beiden Szenarien hoch gewinnbringend. Bei einer Diskontierung des Projektes mit 3% p.a. käme es je nach Szenario zu einem positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft von rund 45 Mio. bis 75 Mio. CHF.

Der positive Nettonutzen ist durch die höheren verfügbaren Grenzkapazitäten in Richtung Frankreich bedingt. Dies hat einen preisdämpfenden Effekt auf die Schweiz, welcher sich in einer stark positiven Konsumentenrente niederschlägt und die negativen Effekte auf die Schweizer Produzenten deutlich übersteigt.

7.9.2. Europäische Perspektive

Die erhöhte Übertragungskapazität nach Frankreich hat einen erheblichen Effekt auf den energiewirtschaftlichen Nutzen in der ENTSO-E-Region. «Génissiat–Foretaille» führt zu einer Erhöhung des europäischen Nutzens in Höhe von 265 Mio. CHF in «On Track» und 359 Mio. CHF in «Slow Progress».

7.9.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Die Massnahme behebt einen der am häufigsten auftretenden n-1-Engpässe im schweizerischen Übertragungsnetz (Importsituationen aus Frankreich). Diese muss derzeit mit topologischen Massnahmen (z.B. Netztrennung) oder Kraftwerkseinschränkungen beherrscht werden⁸. Abbildung 7.8 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

R = Referenz T = TOOT Projekt 8

Leitung Foretaille – Verbois 220 kV

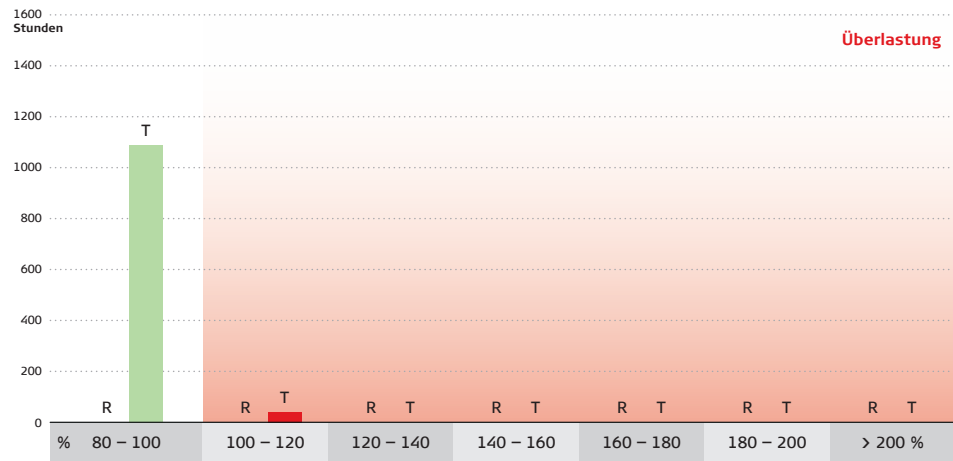


Abbildung 7.8: n-1-Engpässe an der Leitung Foretaille– Verbois

7.9.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Der bevölkerungsreiche und wirtschaftlich bedeutende Raum Genf wird mit einer höheren Versorgungssicherheit angeschlossen.

7.9.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

In beiden untersuchten Szenarien 2025 und den Szenarien 2035 ist die Leitung technisch notwendig und nachhaltig erforderlich.

7.9.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden. Die Massnahme erlaubt etwa die Bündelung mit anderen Infrastrukturen mit einer positiven Wirkung auf die Raumentwicklung.

7.10. Projekt 9 «Mettlen – Ulrichen»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist aus Schweizer Sicht insgesamt positiv zu beurteilen.
- » **Technische Sicht** – Das Projekt leistet keinen unmittelbaren Beitrag zur Erhöhung der Netzsicherheit.
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt einen positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Das Projekt «Mettlen – Ulrichen» besteht im Wesentlichen aus einer durchgängigen Netzverstärkung der bestehenden 87,1 km langen 220-kV-Leitung auf 380 kV. Auch für die Umsetzung dieses Projektes bis zum Jahr 2025 sind effiziente Planungs- und Genehmigungsverfahren notwendig. Die Fertigstellung ist für das Jahr 2025 geplant.

Tabelle 7.9: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Mettlen – Ulrichen»

9. Mettlen – Ulrichen		«On Track»	«Slow Progress»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF		174
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF		0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF		91
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF		82
Inbetriebnahme	Jahr		2025
Ergebnisse Netzsimulation			
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	715 CH-DE	915 CH-DE
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	865 CH-DE	1 300 CH-DE
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	0	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	0	0
Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T19})			
Investitionskosten	Mio. CHF		29
Betriebskosten	Mio. CHF		10
Kosten	Mio. CHF		39
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	188	436
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	-29	-202
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	62	18
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	221	252
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	25	20
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	208	234
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	542	471

T19 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	keine Wirkung
vertikale Versorgungssicherheit	keine Wirkung
Robustheit/Flexibilität	ja
Umweltauswirkung	neutral

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035	2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	19,37 / 24,5	20,62 / 18,4
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0 / 0	0 / 0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0,02 / 0,49	0,37 / -0,49

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.10.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf knapp 170 Mio. CHF. Für den Leitungsabschnitt «Innertkirchen – Mettlen» entfallen 107 Mio. CHF und den Leitungsabschnitt «Mettlen – Ulrichen» 67 Mio. CHF. Demgegenüber stehen eingesparte Erhaltungsaufwendungen von gut 90 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Deutschland (je nach Lastflusssituation ca. 700 bis 1 300 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste.

Aus rein monetärer Sicht ist die Leitung für die Schweizer Volkswirtschaft in beiden Szenarien hoch gewinnbringend. Bei einer Diskontierung des Projektes von 3% p.a. käme es zu einem positiven Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft von rund 208 Mio. bis 234 Mio. CHF je nach Szenario.

Der positive Nettonutzen ist durch die höheren verfügbaren Grenzkapazitäten in Richtung Deutschland bedingt. Dies hat einen preisdämpfenden Effekt auf die Schweiz, welcher sich in einer stark positiven Konsumentenrente niederschlägt und den negativen Effekt auf die Schweizer Produzenten deutlich übersteigt.

7.10.2. Europäische Perspektive

Die erhöhte Übertragungskapazität nach Deutschland hat einen erheblichen Effekt auf den energiewirtschaftlichen Nutzen in der ENTSO-E-Region. «Mettlen – Ulrichen» führt zu einer Erhöhung des europäischen Nutzens in Höhe von 542 Mio. CHF in «On Track» und 471 Mio. CHF in «Slow Progress».

7.10.3. Beitrag des Projekts zur Netzsicherheit

Ein n-1-sicherer Abtransport aus der Region Oberhasli wird durch die Massnahme zukünftig ohne komplizierte Richtbetriebe ermöglicht. Die bestehenden Höchstspannungsleitungen zwischen Mettlen und Ulrichen bilden einen Engpass im schweizerischen Übertragungsnetz. Mit dem Projekt wird der Abtransport der Produktion aus dem Raum Oberhasli sowie der Abtransport der Energie aus der Wasserkraft im Kanton Wallis ins Mittelland verbessert. Zudem werden die Lastzentren Bern / Luzern mit der Produktionsschiene Wallis / Tessin verbunden. Das Projekt bewirkt auch eine Entlastung der vorhandenen Infrastruktur.

Abbildung 7.9 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

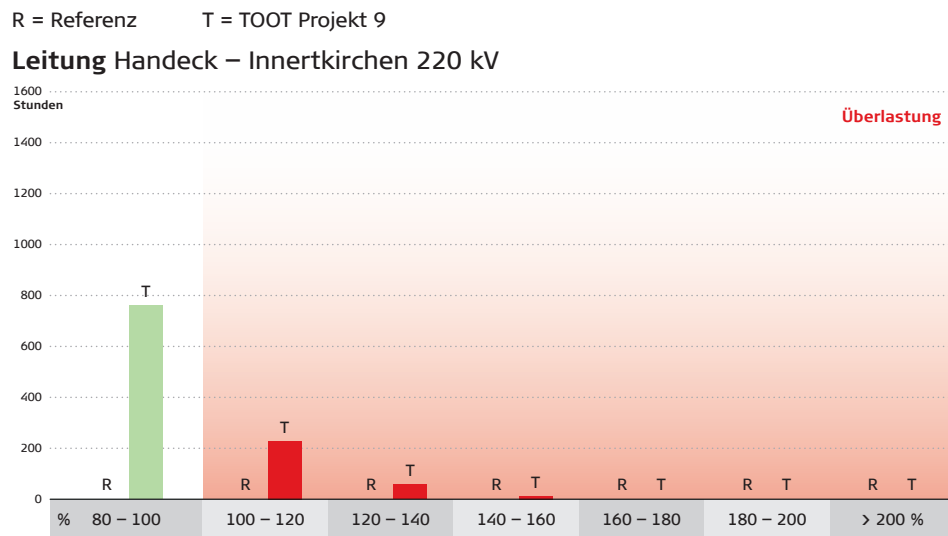


Abbildung 7.9. n-1-Engpässe an der Leitung Handeck– Innertkirchen

7.10.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Das Projekt hat keinen nennenswerten Einfluss auf die vertikale Versorgungssicherheit.

7.10.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Die Massnahme ist aus technischer Sicht in beiden Kernszenarien im Jahr 2025 und den Szenarien im Jahr 2035 sinnvoll. Mit der Kraftwerksentwicklung im Raum Handeck/Grimsel und Innertkirchen steigt der Ausbaubedarf im Netz zwischen Mettlen und Ulrichen.

7.10.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden. Eine umweltentlastende Wirkung zeigt sich in verschiedener Hinsicht:

- » **Immissionsschutz** – Die Massnahme erlaubt abschnittsweise eine Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und eine streckenweise Lärmreduktion (positive Wirkung auf Immissionsschutz).
- » **Rückbau vorhandener Leitungen** – Aufgrund von Steinschlag und Lawinen muss die Leitung von Innertkirchen Richtung Ulrichen ertüchtigt werden.

Im Rahmen der laufenden SÜL-Verfahren («Innertkirchen– Mettlen» u. «Innertkirchen– Ulrichen») werden die Aspekte Raumentwicklung, technische Aspekte, Umweltschonung und Wirtschaftlichkeit gegeneinander abgewogen, um einen möglichst schonenden Umgang mit Bodenressourcen, Landschaftsbildern und bestehenden Agglomerationen zu erreichen. Zusätzlich wird in der Planung speziell ein Augenmerk auf mögliche Entlastungen von stark belasteten Regionen (bspw. Raum Innertkirchen) gelegt, wobei auch eine mögliche Bündelung von mehreren Leitungen auf der gleichen Trasse zur Minimierung der Landbeanspruchung untersucht wird. In beiden Verfahren wird ebenfalls die Grundsatzfrage bezüglich einer möglichen Ausführung der Leitung – bzw. von Teilen davon – als Kabel evaluiert. Konkrete Massnahmen sind zurzeit nicht bekannt.

7.11. Projekt 10 «Mettlen – Verderio»

► Zusammenfassung der Bewertung

- » **Swissgrid Gesamtsicht** – Das Projekt ist aus rein Schweizer Sicht insgesamt negativ zu beurteilen.
- » **Technische Sicht** – Der Beitrag des Projekts zur Erhöhung der Netzsicherheit ist im Szenario «On Track» «hoch». Das Projekt ist nicht Teil des technischen Netzes «Slow Progress».
- » **Wirtschaftliche Sicht** – Das Projekt erbringt einen starken negativen Nettonutzen für die Schweizer Volkswirtschaft.
- » **Umweltsicht** – Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als «neutral» eingestuft werden.

Das Projekt «Mettlen – Verderio» besteht aus einer 400-kV-Gleichstromverbindung (DC) mit 1 100 MW von Sils i.D. – Splügenpass – Verderio (Italien) in einem Abschnitt der ehem. Ölleitung Genua – Ingoldstadt («Greenconnector»). Die Trasse weist eine Gesamtlänge von 152 km auf, wovon rund 32 km in der Schweiz liegen. Des Weiteren ist eine Verstärkung der Zuleitung «Mettlen – Grynau – Sils» erforderlich. Hierzu könnte der rund 150 km lange Leitungszug in AC-Technik ausgebaut oder in eine AC/DC-Hybrid-Leitung umgebaut werden.

Die Fertigstellung des im Projekt «Mettlen – Verderio» enthaltenen PCI-Projekts «Greenconnector» ist nach den Planungen des TYNDP für das Jahr 2020 angekündigt. Angesichts der komplexen Planungs- und Genehmigungsbedingungen und der offenen Fragen zu Finanzierung ist diese Einschätzung aus Swissgrid Sicht als sehr optimistisch einzustufen.

Tabelle 7.10: Übersicht CBA-Ergebnisse für Projekt «Mettlen – Verderio»

10. Mettlen – Verderio		«On Track»
Gesamtinvestitionskosten	Mio. CHF	284
Eingesparte Kosten NE 3	Mio. CHF	0
Eingesparter Ersatz	Mio. CHF	30
Nettoinvestitionskosten	Mio. CHF	254
Inbetriebnahme	Jahr	2020
Ergebnisse Netzsimulation		
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2025	[MW]	1 055 CH-IT
Zusätzlich verfügbare Grenzkapazität in 2035	[MW]	700 CH-IT
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2025	[MW]	0
Zusätzlich verfügbare KW-Anschlusskapazität in 2035	[MW]	0

Monetärer Nutzen (Nettobarwert^{T20})		
Investitionskosten	Mio. CHF	170
Betriebskosten	Mio. CHF	19
Kosten (a)	Mio. CHF	189
Änderung Konsumentenrente	Mio. CHF	-343
Änderung Produzentenrente	Mio. CHF	207
Änderung Engpassrente	Mio. CHF	78
Energiewirtschaftlicher Nutzen CH (b)	Mio. CHF	-57
Änderung Netzverlustkosten (c)	Mio. CHF	56
Nettonutzen CH (b+c-a)	Mio. CHF	-190
Energiewirtschaftlicher Nutzen ENTSO-E *	Mio. CHF	278

Qualitativer Nutzen	
Netzsicherheit	hoch
vertikale Versorgungssicherheit	keine Wirkung
Robustheit/Flexibilität	nein
Umweltauswirkung	neutral

Nachhaltigkeitsindikatoren		2025/2035
Eingesparte Netzverluste	GWh/a	43,02 / 58,62
Integration Erneuerbare Energien ENTSO-E	MWh/a	0 / 0
CO ₂ Einsparungen ENTSO-E	Mt/a	0 / 0,15

* Die Berechnung des energiewirtschaftlichen Nutzens der ENTSO-E berücksichtigt keine Kosten

7.11.1. Energiewirtschaftlicher Nutzen

Die Investitionskosten des Projekts belaufen sich auf gut 280 Mio. CHF. Davon entfallen auf Leitungen 97 Mio. CHF und auf Unterwerke 186 Mio. CHF. Dies beinhaltet nur die Kosten des Projekts auf der Schweizer Seite. Demgegenüber stehen für die Schweiz eingesparte Erhaltungsaufwendungen von knapp 30 Mio. CHF. Der monetär quantifizierbare energiewirtschaftliche Nutzen liegt im Wesentlichen in der erhöhten Übertragungskapazität nach Deutschland (je nach Lastflusssituation ca. 800 MW bis 1 150 MW) und einer Reduktion der Leitungsverluste. Die Leitung ergibt aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft im Szenario «On Track» einen negativen Nettonutzen in Höhe von 190 Mio. CHF. Im technischen Netz «Slow Progress» ist sie nicht enthalten.

Der negative Nettonutzen ist durch die höheren verfügbaren Grenzkapazitäten in Richtung Italien bedingt. Dadurch kommt es zu einer Angleichung an das höhere Preisniveau in Italien mit einem stark negativen Effekt auf die Schweizer Konsumenten. Dieser negative Effekt kann auch durch die gestiegene Produzentenrente für Schweizer Erzeuger kompensiert werden.

7.11.2. Europäische Perspektive

»Mettlen-Verderio« führt zu einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazitäten nach Italien. Daraus ergibt sich ein europäischer energiewirtschaftlicher Nutzen von 278 Mio. CHF. Wesentliche Nutzniesser der Massnahme wären dabei die italienischen Verbraucher, die aufgrund der höheren Übertragungskapazität zwischen Italien und der Schweiz geringere Strompreise zahlen würden. Inwieweit «Mettlen-Verderio» aus europäischer Perspektive einen positiven Nettonutzen aufweist, hängt im Wesentlichen von den zusätzlich erforderlichen Investitionskosten auf italienischer Seite ab.

T20 Die Investitionskosten ergeben sich aus den jeweiligen Nettobarwerten aus Gesamtinvestitionskosten minus dem eingesparten Ersatz, minus dem Restbuchwert nach 20 Jahren.

Ein Teilstück des Projektes »Mettlen – Verderio« («Greenconnector») wird aktuell als Merchant Line (World Energy) und Project of Common Interest von der EU betreut.

7.11.3. Beitrag zur Netzsicherheit

Mit »Mettlen – Verderio« werden die parallel laufenden 380-kV-Leitungen Richtung Italien im Szenario »On Track« effizient entlastet. Damit kann eine Kapazitätserhöhung von über 1 000 MW erreicht werden. Dank der AC/DC-Lastflusssteuerung kann die Netzsicherheit zusätzlich erhöht werden. Abbildung 7.10 zeigt die derzeitige Überlastung (rot) der vorhandenen Infrastruktur mit (TOOT) und ohne Massnahme (Referenz):

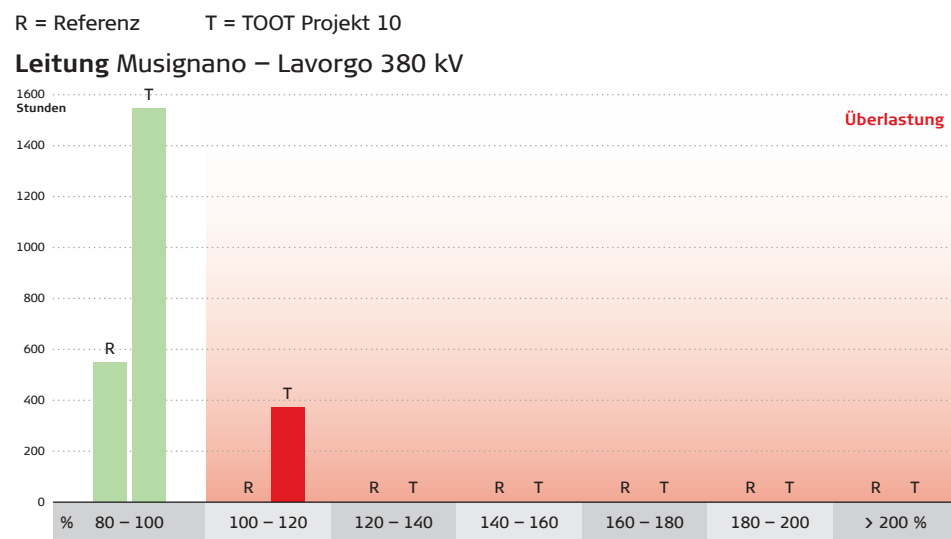


Abbildung 7.10: n-1-Engpässe an der Leitung Musignano – Lavorgo

7.11.4. Beitrag zur vertikalen Versorgungssicherheit

Das Projekt ist nur im Szenario »On Track« notwendig. Die Erfordernis einer zusätzlichen Kapazitätserhöhung zwischen der Schweiz und Italien hängt von den Rahmenbedingungen der EU-Energiepolitik bzw. dem Importbedarf seitens Italien ab.

7.11.5. Beitrag zur Robustheit/Flexibilität des Übertragungsnetzes

Das Projekt ist nicht robust für das Jahr 2025, da es nur in einem der beiden technischen Netze 2025 enthalten ist.

7.11.6. Beitrag zur Umweltentlastung

Der Beitrag des Projekts zur Umweltentlastung kann als »neutral« eingestuft werden, da existierende Trassen genutzt werden und das geplante Gleichstromkabel in einer vorhandenen Ölpipeline verlegt werden soll.

8. Festlegung

«Strategisches Netz 2025»

► In Kürze:

Das «Strategische Netz 2025» kann die zukünftigen Versorgungsaufgaben sicher und kosteneffizient erfüllen. Es besteht aus den rechtlich ohnehin vorgeschriebenen Netzmassnahmen (z.B. Kraftwerksanschlüsse oder Verteilnetzanschlüsse) und den aus Sicht der Schweiz unter Einbezug aller Kriterien vorteilhaften Projekten (Netzoptimierungen, -verstärkungen und -erweiterungen).

Um EU-Vorhaben erweitertes «Strategisches Netz 2025»

Zusätzlich zu den aus Schweizer Sicht vorgeschriebenen bzw. vorteilhaften Netzmassnahmen wird Swissgrid auch weiterhin Projekte, die aus europäischer Sicht vorteilhaft sind (sog. «Projects of Common Interest») technisch begleiten und bei entsprechender Kompensation der Schweizer Netznutzer in ihrer Umsetzung unterstützen.

In diesem Kapitel werden die Netzerweiterungsmassnahmen, welche Eingang in die Swissgrid Netzplanung 2025 finden, dargestellt. Diese bilden zusammen mit den juristisch begründeten Massnahmen (wie etwa formell eingegebenen Verteilnetz- und Kraftwerksanschlüssen) das «Strategische Netz 2025». Zusätzlich werden noch die aus Schweizer Sicht relevanten europäischen PCI-Projekte ausgewiesen. Somit lassen sich für die nachfolgende Darstellung drei Körbe von Projekten identifizieren:

1. **Für Swissgrid wichtige Netzerweiterungsprojekte bis 2025** – Diese werden aus den Ergebnissen der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis der Stützjahre 2025 und 2035 abgeleitet.
2. **Juristisch vorgeschriebene Projekte im «Strategischen Netz 2025»** – Darunter fallen im Wesentlichen Kraftwerksanschlüsse und Anschlüsse für Verteilnetzbetreiber sowie Projekte, die Swissgrid aufgrund einer konkreten Rechtsvorgabe realisieren muss.
3. **Europäische PCI-Projekte mit Schweizer Beteiligung** – Darunter fallen jene Projekte, die für sich isoliert betrachtet für 2025 keine technische bzw. wirtschaftliche Notwendigkeit für das Schweizer Übertragungsnetz aufweisen. Eine Umsetzung ist abhängig von einer Kostenregelung mit der EU bzw. relevanten einzelnen europäischen Staaten.

8.1. Für Swissgrid wichtige Netzerweiterungsprojekte bis 2025

Tabelle 8.1: Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse für 2025

	Nettonutzen (Mio. CHF)		«On Track» / «Slow Progress»			Umwelt- auswirkung	Teil des «Strategi- schen Netzes 2025»
	«On Track»	«Slow Progress»	Netz- sicherheit	vertikale Versor- gungssi- cherheit	Robustheit/ Flexibilität		
1. Chamoson – Chippis	32	5	sehr hoch	keine Wirkung	ja	positiv	✓
2. Chippis – Bickigen	2	-9	sehr hoch	keine Wirkung	ja	positiv	✓
3. Pradella – La Punt	58	-11	sehr hoch	keine Wirkung	ja	positiv	✓
4. Chippis – Lavorgo	-153	-159	sehr hoch	hoch	ja	positiv	✓
5. Beznau – Mettlen	315	146	hoch	hoch	ja	neutral	✓
6. Bassecourt – Mühleberg	303	134	hoch	hoch	ja	neutral	✓
7. Magadino	-10	19	hoch	hoch	ja	neutral	✓
8. Génissiat – Foretaille	75	45	hoch	hoch	ja	neutral	✓
9. Mettlen – Ulrichen	208	234	keine Wirkung	keine Wirkung	ja	neutral	✓
10. Mettlen – Verderio	-190		hoch	keine Wirkung	nein	neutral	×

Tabelle 8.1 stellt zusammenfassend die Ergebnisse der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis der Stützjahre 2025 und 2035 für die Einzelkriterien dar. Aus der Summe der Einzelkriterien werden eine Gesamtbewertung erstellt und die notwendigen Erweiterungsmaßnahmen aus Netzsicht identifiziert. Darunter fallen jene Projekte, die » aus monetärer Sicht für die Schweiz positiv sind und bei denen kein anderes Kriterium ein Ausschlusskriterium darstellt; bzw. die » aus technischer Sicht für das Übertragungsnetz alternativlos sind. Die technische Notwendigkeit ist insbesondere durch einen sehr hohen Beitrag zur Netz- bzw. Versorgungssicherheit für 2025 sowie 2035 bedingt.

Für die analysierten 10 Erweiterungsmaßnahmen ergibt sich die nachfolgende Beurteilung:

1. **«Chamoson – Chippis»** – Dieses Projekt weist in «On Track» und «Slow Progress» einen positiven monetären Nettonutzen für die Schweiz aus. Zusätzlich leistet das Projekt einen sehr hohen Beitrag für die Netzsicherheit. Die Auswirkung auf die Umwelt ist positiv, da durch das Projekt ein verbesserter Immissionsschutz sowie ein Rückbau von vorhandenen Leitungen ermöglicht wird.
2. **«Chippis – Bickigen»** – Dieses Projekt leistet einen sehr hohen Beitrag für die Netzsicherheit. Die Netzoptimierung durch Spannungsumstellung ermöglicht eine höhere Leistungsübertragung im Wallis und ist notwendig für die Abführung der Wasserproduktion aus dem Wallis. Durch das Projekt können strukturelle Engpässe am Transformator Bickigen behoben werden.
3. **«Pradella – La Punt»** – Das Projekt leistet einen sehr hohen Beitrag für die Netzsicherheit in der Schweiz. Volkswirtschaftlich ist es in einem der betrachteten Szenarien («On Track») positiv. Mit dem Ausbauprogramm werden der Engpass zwischen Pradella und La Punt eliminiert, die Importkapazität aus dem Norden erhöht und die Vernetzung mit dem internationalen Übertragungsnetz (Österreich, Italien) verbessert. Dadurch kommt es zu einer Erhöhung der Schweizer und europäischen Netzsicherheit. Zudem leistet das Projekt einen positiven Beitrag zur Entlastung von Umwelt und Bevölkerung durch eine

Reduktion der nicht ionisierenden Strahlung und eine streckenweise Lärmreduktion sowie den Rückbau vorhandener Leitungen.

4. **«Chippis – Lavorgo»** – Dieses Projekt bringt in allen Szenarien einen sehr hohen technischen Nutzen, da die vorhandene Infrastruktur bereits eine erhebliche Überlastung aufweist. Ohne Projektrealisierung käme es künftig während rund $\frac{1}{4}$ des Jahres zu Netzüberlastungen resp. kritischen Netzsituationen. Das Projekt «Chippis – Lavorgo» ist Teil des mit dem Kanton Tessin abgestimmten Gesamtkonzepts «Leventina+ 14», das als ein grosser Schritt für eine Verbesserung der Netzsituation im gesamten Kanton angesehen wird. Das Projekt bildet eine wichtige Übertragungsschiene, die sowohl das Wallis mit dem Tessin mit einer stabilen 380-kV-Achse verbindet, als auch eine wichtige Voraussetzung für weitere Projekte darstellt, die langfristig auf EU- und CH-Ebene geplant sind. Zudem werden insgesamt 67 km 220-kV-Leitungen rückgebaut.
5. **«Beznau – Mettlen»** – Dieses Projekt weist in beiden Kernszenarien einen deutlichen positiven monetären Nettonutzen für die Schweiz auf. Zusätzlich leistet das Projekt einen hohen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit insbesondere in den Ballungszentren Zürich Süd, Aargau und Zug. Auch für Europa verfügt das Projekt über einen hohen energiewirtschaftlichen Nutzen.
6. **«Bassecourt – Mühleberg»** – Dieses Projekt weist in beiden Kernszenarien einen deutlichen positiven monetären Nettonutzen für die Schweiz und für Europa auf. Zusätzlich leistet das Projekt einen hohen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit. Beim Umbau wird die bestehende Trasse genutzt unter Optimierung der Sicherheit über Strassen und Bahnlinien, der nicht ionisierenden Strahlung sowie Lärmbelastung.
7. **«Magadino»** – Das Projekt ist wirtschaftlich neutral bis positiv. Dem positiven Nettonutzen im Szenario «Slow Progress» steht ein deutlich geringerer negativer Nettonutzen im Szenario «On Track» entgegen. Das Projekt leistet einen hohen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit indem es einen der am häufigsten auftretenden n-1-Engpässe beseitigt und die Magadinoebene stärker mit dem örtlichen Verteilnetz verbindet.
8. **«Génissiat – Foretaille»** – Dieses Projekt weist in beiden Kernszenarien einen deutlichen positiven monetären Nettonutzen für die Schweiz und für Europa auf. Zusätzlich leistet das Projekt einen hohen Beitrag zur Netzsicherheit insbesondere im bevölkerungsreichen und wirtschaftlich bedeutenden Raum Genf.
9. **«Mettlen – Ulrichen»** – Dieses Projekt weist in beiden Kernszenarien einen deutlichen positiven monetären Nettonutzen für die Schweiz und für Europa auf. Zusätzlich leistet das Projekt einen hohen Beitrag zur Netzsicherheit. Die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Umwelt sind als neutral einzustufen.
10. **«Mettlen – Verderio» (nicht Bestandteil des «Strategischen Netzes 2025»)** – Das Projekt ist nur Teil des technischen Netzes «On Track». Es weist für die Schweiz einen deutlich negativen monetären Nutzen aus und leistet in 2025 nur einen eingeschränkten Beitrag zur Netz- bzw. Versorgungssicherheit in der Schweiz. Daher wird es vorbehaltlich entsprechender europäischer Entwicklungen und Vereinbarungen (siehe Kapitel 8.4) nicht in das «Strategische Netz 2025» aufgenommen.

Auf Basis der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse und insbesondere auch der Bewertung der qualitativen Kriterien Netz- und Versorgungssicherheit werden von Swissgrid für das «Strategische Netz 2025» die oben angeführten Netzerweiterungsmassnahmen mit Ausnahme des Projektes 10 «Mettlen – Verderio» vorgeschlagen.

8.2. Juristisch vorgeschriebene Projekte im «Strategischen Netz 2025»

Neben den oben identifizierten Netzerweiterungsmassnahmen gibt es weitere Netzerweiterungsmassnahmen, die infolge rechtlicher Vorschriften umgesetzt werden. Für diese Projekte hat Swissgrid keine multikriterielle Bewertung durchgeführt. Hierzu gehören:

1. Verteilnetzanschlüsse;
2. Anschlüsse neuer Kraftwerke; und
3. Projekte, die Swissgrid aufgrund einer konkreten Rechtsvorgabe realisieren muss.

Nachfolgend werden Details zu den für 2025 rechtlich erforderlichen Projekten ausgeführt.

8.2.1. Gesetzliche Voraussetzungen und Anforderungen

Swissgrid ist als Netzbetreiber verpflichtet, Dritten den Netzanschluss zu garantieren (Art. 5 Abs. 2 StromVG). Zur detaillierten Regelung der mit einem Netzanschluss verbundenen Rechte und Pflichten haben die jeweiligen Netzanschlussnehmer mit Swissgrid einen Netzanschlussvertrag abzuschliessen. Unabhängig von der gesetzlich verankerten Anschlusspflicht ist eine verstärkte Abstimmung mit den Netzanschlussnehmern aufgrund der Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Netzebenen und der wachsenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen von zunehmender Bedeutung. Nicht zuletzt auch, da Verteilnetze bei einem n-1-Ausfall im Übertragungsnetz mitgenutzt werden.

Die Koordination hierzu erfolgt in der Arbeitsgruppe «Regionale Koordination Netzentwicklung» (AG RKN). Mit ihr wird sichergestellt, dass überregional abgestimmte Lösungen idealerweise schon vor Einreichung der schriftlichen Anschlussbegehren vorliegen. Nachdem ein Verteilnetz- bzw. Kraftwerksbetreiber im Anschluss dann das im Swissgrid Webportal bereitgestellte Anmeldeformular «Gesuch betreffend Netzanschluss» ausgefüllt und unterschrieben hat, nimmt Swissgrid die entsprechenden Projekte in ihre Netzplanung mit auf. Die für die vorliegende Netzplanung eingegangenen Anschlussbegehren bilden einen weiteren Bestandteil des unter 8.3 dargestellten «Strategischen Netzes 2025».

Die mit diesen Anschlussprojekten direkt im Zusammenhang stehenden Kosten sind zwar aus volkswirtschaftlicher Sicht relevant, unterstehen aber aufgrund der durch den Gesetzgeber statuierten Netzanschlussgarantie nicht der Entscheidungshoheit von Swissgrid. Da sie primär aus dem Nutzen für das jeweilige Verteilnetz bzw. Kraftwerk begründet sind, werden sie keiner umfassenden eigenen Bewertung durch Swissgrid unterzogen. Die Verantwortung für die Begründung ihrer Notwendigkeit gegenüber den Investoren (Kraftwerksanschlüsse) sowie dem Regulator (Verteilnetzanschlüsse) obliegt den jeweiligen Anschlussnehmern.

8.2.2. Die Rolle des Verteilnetzes (NE 3) in der Swissgrid Netzplanung

Das Schweizer Stromnetz umfasst 7 Netzebenen, die untereinander stark vermascht sind und zusammen die sehr hohe Versorgungssicherheit der Schweiz im Bereich Strom sicherstellen. Ein Netzanschlussvertrag regelt die mit einem Netzanschluss verbundenen Rechte und Pflichten beider Seiten. Aufgrund dieser elektrischen Vermaschung besteht zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz (NE3) in vielen Regionen der Schweiz eine grosse Interdependenz, welche insbesondere bei geplanten und ungeplanten Ausserbetriebnahmen resp. Topologieänderungen von Leitungen und Transformatoren

im Übertragungsnetz zu berücksichtigen ist. Die gegenseitige Abhängigkeit der beiden Netzebenen ist regional aufgrund unterschiedlich gewachsener Netzstrukturen verschiedenen stark ausgeprägt.

Swissgrid verwendet bei ihrer Netzentwicklung das n-1-Kriterium gemäss ENTSO-E-Vorgaben. Hierdurch wird die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes beim einfachen Ausfall einer Swissgrid Leitung (Stromkreis) oder eines Swissgrid Kuppeltransformators erfüllt. Das gleiche Kriterium gilt auch bei kleinen Verbrauchern mit einer Sticheitung (sog. radialem Netzebenen-1-Anschluss), solange diese über lokale Kraftwerkskapazitäten respektive Verteilnetze versorgt werden können. In grösseren Ballungsräumen wird das n-1-Kriterium zusätzlich auf Doppelleitungen und Sammelschienen ausgeweitet. Dabei wird eine integrale, technisch und wirtschaftlich optimale Lösung zusammen mit dem Anschlussnehmer angestrebt. Hierfür koordiniert und bewertet Swissgrid zusammen mit den betroffenen Anschlussnehmern die Anschlussvarianten neutral und diskriminierungsfrei, um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit auch über die jeweilige Netzebene hinaus gegeben ist. Im vorliegenden «Strategischen Netz 2025» wurde dieses Vorgehen für die Regionen Zürich, Basel, den Genfersee und den Neuenburgersee durchgeführt.

Auf Basis der bisher gewonnenen Erfahrungen sind für die Zukunft weitere Aktivitäten zur Optimierung der Systemredundanz zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz geplant, um eine aus technischer und wirtschaftlicher Sicht bestmögliche netzebenenübergreifende Stromversorgung für die Schweiz zu ermöglichen.

8.2.3. In das «Strategische Netz 2025» aufgenommene Anschlussprojekte

Im Rahmen der diesjährigen Netzplanung wurden die folgenden neuen Anschlussprojekte an Swissgrid gemeldet:

- » Neue Verteilnetzanschlüsse:
 - » J1: «Mathod – Mühleberg» (Verantwortlich: Groupe E, Romande Energie, SBB);
 - » J2: «Froloo – Flumenthal» (Verantwortlich: IWB, EBL, EBM);
 - » J3: «Obfelden – Samstagen» (Verantwortlich: Axpo, ewz, SBB).

- » Neue Kraftwerksanschlüsse¹:
 - » Für neue Grosskraftwerke liegen keine konkreten Anschlussbegehren vor, die nicht bereits im Startnetz enthalten sind.

Die drei oben aufgeführten Verteilnetzanschlussprojekte werden basierend auf den eingegangenen Netzanschlussbegehren nachfolgend kurz beschrieben. Swissgrid übernimmt dabei unverändert, jedoch teils gekürzt, die Inhalte und Formulierungen der Anschlussnehmer. Ergänzt werden diese jeweils durch eine Würdigung des Projektes aus Swissgrid Sicht.

¹ Die Anschlüsse für Nant-de-Drance und Linth-Limmern sind schon im Startnetz 2015 enthalten.

8.2.3.1. Verteilnetzanschluss «Method – Mühleberg»

Tabelle 8.2: Kurzbeschreibung der Anlage «Planchamps»

J1: «Method – Mühleberg» (Anlage Planchamps)	
Kurzbeschreibung der Anlage	Anschluss des 60-kV-Verteilnetzes im Kanton Neuenburg mit zwei Transformatoren 220 / 60 kV.
Begründung des Anschlusses	Anschluss des 60 kV-Verteilnetzes im Kanton Neuenburg und Installation von Windparks auf Verteilnetzebene (basierend auf einem vom Volk genehmigten, kantonalen Bauplan). Paralleler Rückbau des 125-kV-Netzes.
Anzahl der Anschlüsse	Ein Verteilnetzanschluss für das Energieunternehmen Groupe E im Kanton Neuenburg.
Zeitpunkt der gewünschten Inbetriebnahme	2025
Max. effektive Einspeisung ins ÜN (Prognose)	
» Scheinleistung [MVA]	
» Wirkleistung [MW]	180 MW
Max. effektive Ausspeisung aus ÜN (Prognose)	
» Scheinleistung [MVA]	230 MVA
» Wirkleistung [MW]	210 MW

Tabelle 8.3: Kurzbeschreibung der Anlage «Cornaux»

J1: «Method – Mühleberg» (Anlage Cornaux)	
Kurzbeschreibung der Anlage	Anschluss des 60-kV-Verteilnetzes im Kanton Neuenburg mit zwei Transformatoren 220 / 60 kV.
Begründung des Anschlusses	Siehe die Begründung der Anlage «Planchamps». Die Massnahmen sind unabhängig von der Realisierung des neuen thermischen Kraftwerks in Cornaux erforderlich.
Anzahl der Anschlüsse	Ein Verteilnetzanschluss für das Energieunternehmen Groupe E im Kanton Neuenburg.
Zeitpunkt der gewünschten Inbetriebnahme	2020
Max. effektive Einspeisung ins ÜN (Prognose)	Im Falle der Realisierung des thermischen Kraftwerks Cornaux 2:
» Scheinleistung [MVA]	450 MVA
» Wirkleistung [MW]	420 MW
Max. effektive Ausspeisung aus ÜN (Prognose)	
» Scheinleistung [MVA]	230 MVA
» Wirkleistung [MW]	210 MW

Würdigung des Projektes seitens Swissgrid:

Im Rahmen der koordinierten Netzplanung wurde die vorliegende Netzkonfiguration nördlich des Neuenburgersees entwickelt. Die Ausbauten gewährleisten auch aus Swissgrid Sicht optimal die Transportbedürfnisse seitens der Verteilnetzbetreiber, Kraftwerksbetreiber und der SBB.

8.2.3.2. Verteilnetzanschluss «Froloo – Flumenthal»

Tabelle 8.4: Kurzbeschreibung der Anlage «Froloo – Flumenthal»

J2: «Froloo – Flumenthal»	
Kurzbeschreibung der Anlage	Erstellung einer 220-kV-Verbindung «Froloo – Flumenthal» zur eigensicheren Anbindung des UW Froloo an das Übertragungsnetz. Synergieeffekte mit bestehender Leitung sind vorhanden. Aktuell sind zwei Leitungen (Ormalingen & Lachmatt) an Froloo angeschlossen.
Begründung des Anschlusses	Erhöhung der Versorgungssicherheit im Grossraum Basel. Die beiden bestehenden Systeme (Ormalingen & Lachmatt) sind auf demselben Mast geführt, wodurch die Eigensicherheit bzw. Trassenredundanz nicht gegeben ist.
Anzahl der Anschlüsse	Stärkung des bestehenden Anschlusses ab Froloo 220 kV durch ein zusätzliches 220-kV-Feld Richtung Flumenthal.
Zeitpunkt der gewünschten Inbetriebnahme	Drittes Feld (neue Freileitung «Froloo – Flumenthal») soll 2025 in Betrieb gehen.
Installierte Ausspeisung aus ÜN » Scheinleistung [MVA]	Keine Mehrleistung, sondern Gewährleistung der Trassenredundanz für die Region Nordwestschweiz.

Würdigung des Projektes seitens Swissgrid:

Mit dem geplanten Projekt wird eine redundante Netzanbindung in Froloo geschaffen. Der Grossraum Basel wird aktuell nur aus der Netzebene 1 ab Bassecourt (JU) und Froloo (BL) versorgt. Der wichtige 220-kV-Einspeisepunkt Froloo ist über eine 8 km lange Sticheitung am Übertragungsnetz angebunden.

8.2.3.3. Verteilnetzanschluss «Obfelden – Samstagnern»

Tabelle 8.5: Kurzbeschreibung der Anlage «Thalwil»

J3: «Obfelden – Samstagnern» (Anlage Thalwil)	
Kurzbeschreibung der Anlage	Anschluss von zwei 220 / 110 (50) kV-Transformatoren mit einer Leistung von je 160 MVA und des überregionalen Verteilnetzes (50 / 110 kV).
Begründung des Anschlusses	Das 50-kV-Netz in der Region um die Gemeinden Freienbach / Pfäffikon SZ, Wädenswil, Horgen und Thalwil ist an der Belastungsgrenze angelangt. Im Rahmen der laufenden Spannungsumstellung der Axpo mit den Kantonswerken / Netzanschlussnehmern wird es von 50 kV auf 110 kV umgeschaltet. Dies bedingt einen 220-kV-Netzanschluss in Thalwil, um die Versorgungssicherheit im Gebiet südlich des Zürichsees (zusammen mit dem 110-kV-Netz) langfristig zu gewährleisten. Das UW Thalwil wurde Mitte der 90er Jahre neu erstellt und mit zwei Transformatoren 150–220 kV / 110–50 kV ausgerüstet. Zurzeit ist das UW Thalwil über eine 150-kV Sticheinspeisung und einen 220- / 150-kV-Transformator im UW Obfelden an das ÜN angeschlossen. Zusätzlich besteht eine 150-kV-Noteinspeisung ab der ewz-Leitung Samstagnern – Frohalp (Normalbetrieb «Aus»).
Anzahl der Anschlüsse	Zwei Transformatorenfelder.
Zeitpunkt der gewünschten Inbetriebnahme	Umgehend bzw. sobald die 220-kV-Leitung «Samstagnern – Thalwil» realisiert ist.
Max. effektive Einspeisung ins ÜN (Prognose) » Scheinleistung [MVA] » Wirkleistung [MW]	Keine Rückspeisung aus dem VN absehbar.
Installierte Ausspeisung aus ÜN » Scheinleistung [MVA]	2 x 160 MVA
Max. effektive Ausspeisung aus ÜN (Prognose) » Scheinleistung [MVA] » Wirkleistung [MW]	160 MVA 150 MW

Tabelle 8.6: Kurzbeschreibung der Anlage «Waldegg»

J3: «Obfelden – Samstagern» (Anlage Waldegg)	
Kurzbeschreibung der Anlage	Anschluss von zwei 220- / 150-kV-Transformatoren mit einer Leistung von je 250 MVA, max. 280 MVA.
Begründung des Anschlusses	Das Hochspannungsnetz südwestlich des Zürichsees basiert weitgehend auf historisch gewachsenen Strukturen. Das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), die NOK und die damalige NOK Grid AG streben schon seit Langem eine notwendige Netzverstärkung an, um die Versorgungssicherheit der Stadt Zürich und der Seegemeinden im Raum Thalwil zu erhöhen. Auch die SBB planen eine südliche Einspeisung des Bahnknotens Zürich. In diesem Rahmen soll ein 220- / 150-kV-Unterwerk Waldegg als dritter Knoten neben Auswiesen und Fällanden in stadtnaher Umgebung realisiert werden. Hierdurch wird auch die Reduktion der Ausspeiseknoten aus dem Übertragungsnetz in Richtung Zürich Stadt angestrebt. Diese führt zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit ohne Einschränkung von Ausbaumöglichkeiten, sollte mittelfristig die Stadtlast steigen. Sie ermöglicht zudem, die erforderliche Anbindung von Axpo in Thalwil auf 220 kV zu realisieren.
Anzahl der Anschlüsse	Zwei Transformatorfelder.
Zeitpunkt der gewünschten Inbetriebnahme	Sobald das neue Unterwerk Waldegg realisiert und mit 220-kV angespeist wird.
Max. effektive Einspeisung ins ÜN (Prognose) » Scheinleistung [MVA] » Wirkleistung [MW]	Keine Rückspeisung aus dem Verteilnetz absehbar, da Transformatoren mit Querreglern ausgerüstet werden und Transitflüsse auf der 150-kV-Ebene unterbunden werden können.
Installierte Ausspeisung aus ÜN » Scheinleistung [MVA]	2 x 250 MVA (2 x 280 MVA) (Transformatoren sind mit forcierter Kühlung bis 280 MVA belastbar).
Max. effektive Ausspeisung aus ÜN (Prognose) » Scheinleistung [MVA] » Wirkleistung [MW]	185 – 270 MVA

Würdigung des Projektes seitens Swissgrid:

Die südliche Anbindung der Stadt Zürich wurde gemeinsam mit den betroffenen Verteilnetzbetreibern (ewz und Axpo), der SBB und Swissgrid entwickelt. Es wurde eine integrale Zielnetzplanung (NE3 – NE1 und SBB) verfolgt, bei der die Versorgungsaufgaben auch beim Ausfall einer Doppelleitung respektive eines Unterwerkes gewährleistet werden können.

Das Projekt ermöglicht dabei die redundante Einbindung der geplanten 220-kV-Unterwerke Thalwil und Waldegg an das Schweizer Übertragungsnetz.

8.2.4. «Trassenverlegung Balzers»

Die bestehende 220-kV-Leitung wurde 1971 von der damaligen NOK (Nordostschweizerische Kraftwerke AG) zwischen «Bonaduz – Montlingen» resp. «Bonaduz – Winkeln» erstellt. Aus militärstrategischen Vorgaben wurde bei der Planung dieser heute bestehenden Leitung berücksichtigt, dass eine komplette Linienführung auf schweizerischem Gebiet den Aktionsradius der Festung im Fläscherberg behindert hätte. Entsprechend wurde deshalb eine teilweise Linienführung via Liechtenstein gewählt. Liechtenstein hat der damaligen Leitungsführung zugestimmt. Im Jahre 2008 erfolgte ein Bündelnachzug. Mit dem Nachzug eines Leiterseils wurden die Kapazität erhöht und die Verluste reduziert. Damit wurde die Leitung durch die damalige Leitungseigentümerin NOK Grid für den zukünftigen, effizienten Betrieb mit 380-kV vorbereitet.

Nach erfolgtem Netzübertrag von der NOK Grid AG zu Swissgrid erfolgte 2014 der Projektstart zur Ertüchtigung der 220-kV-Leitung für den Betrieb mit 380 kV. Swissgrid hat zur geplanten «Leitungsverlegung Balzers» einen Projektbeirat mit Vertreter/innen aus Behörden der betroffenen Gemeinden Balzers (Fürstentum Liechtenstein) und Fläsch (GR) sowie von regionalen Interessengruppen eingesetzt. Mit Verweis auf die Tatsache, dass in Liechtenstein das schweizerische Enteignungsrecht nicht anwendbar ist, besteht

die Gemeinde Balzers jedoch darauf, dass die auf 50 Jahre (d.h. bis 2021) befristeten Dienstbarkeitsverträge nicht verlängert werden. Demzufolge ist die Leitung vor Ablauf der Dienstbarkeit rückzubauen und aus dem Gemeindegebiet von Balzers zu verlegen.

Die «Verlegung Balzers» ist somit ein terminlich kritisches, vorgezogenes Projekt. Ein Rückbau der Leitung in Balzers bis 2021 könnte eine provisorische Verlegung zur Folge haben, da eine geeignete neue Leitungsführung derzeit noch nicht ausgearbeitet ist.

8.3. Das «Strategische Netz 2025»

Auf Basis der vorgängig dargestellten Übertragungs- und Verteilnetzanschlussprojekte ergibt sich das «Strategische Netz 2025». Es stellt sicher, dass die wesentlichen bestehenden und erwarteten Netzengpässe unter Vermeidung von netztechnisch bzw. volkswirtschaftlich unnötigen Investitionen beseitigt bzw. vermieden werden. Das «Strategische Netz 2025» ist das aus Swissgrid Sicht optimale Netz für die Schweizer Volkswirtschaft und eine langfristige Versorgungssicherheit.

Als verlässlicher Partner im Europäischen Stromverbund sind die Schweiz und Swissgrid wie in der Vergangenheit bereit, zusätzliche europäische Transportaufgaben zu erfüllen, sofern diese für die Schweiz keinen volkswirtschaftlichen Schaden verursachen. Verschiedene Projekte werden aus europäischer Sicht aktuell diskutiert. Diese sogenannten «Projects of Common Interest» (PCI) sind in Abschnitt 8.4 dargestellt.

Die nachfolgende Abbildung für das «Strategische Netz 2025» enthält alle Netzerweiterungsprojekte inkl. der vier in 8.2 beschriebenen, juristisch begründeten Projekte.

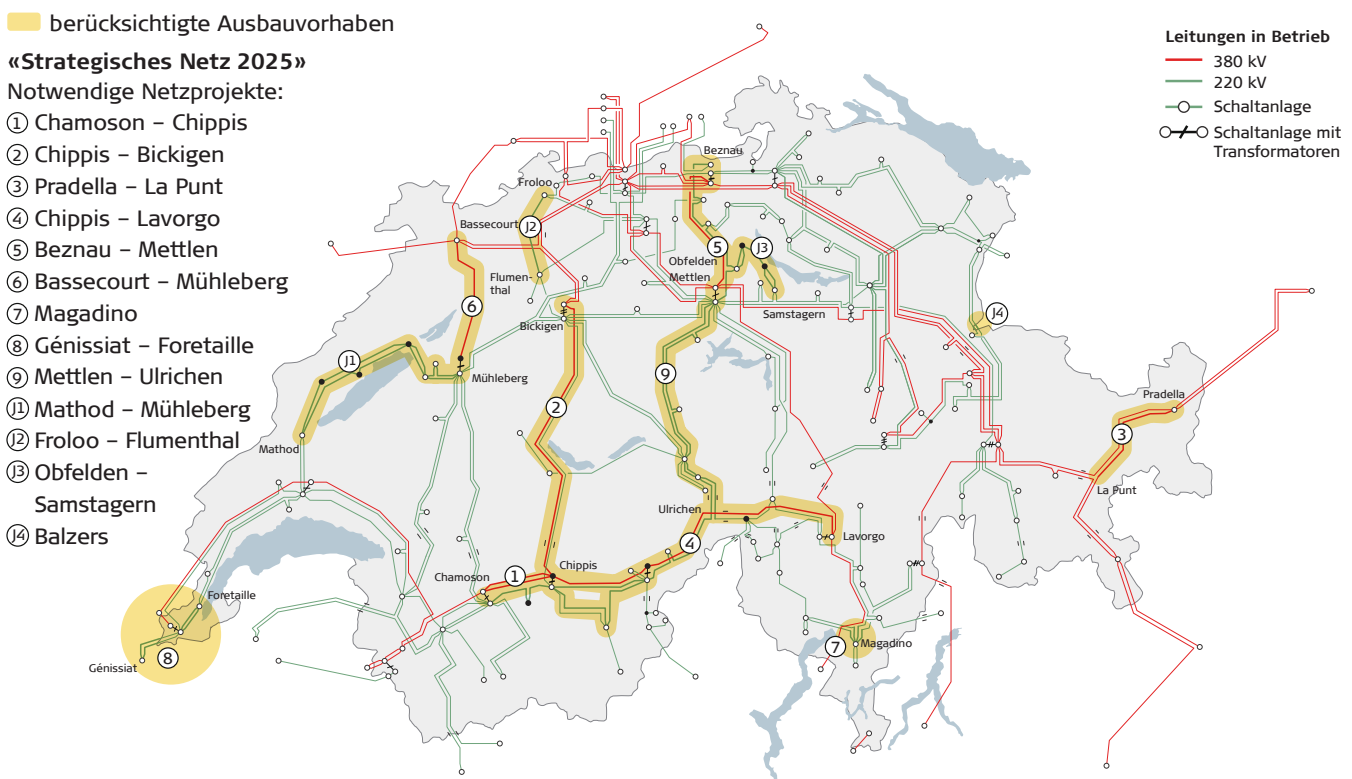


Abbildung 8.1: Darstellung des «Strategischen Netzes 2025»

Die Projekte im «Strategischen Netz 2025» umfassen insgesamt 650 Leitungskilometer. Davon entfallen 125 km auf Leitungen, die zur Verstärkung des Verteilnetzes realisiert werden. Die Unterteilung nach NOVA für die durch Swissgrid begründeten neun Projekte ist wie folgt:

- » Netzoptimierung: 193 km;
- » Netzverstärkung: 87 km;
- » Netzausbau: 245 km.

Der Anteil des Netzausbaus beträgt somit nur 245 km bzw. 370 km inklusive der Verteilnetzanschlussprojekte. Ihm steht ein Netzurückbau von 270 km auf dem Übertragungsnetz und von 145 km auf dem Verteilnetz gegenüber, sodass über die Netzebenen 1 und 3 keine zusätzlichen Netzkilometer durch das «Strategische Netz 2025» erforderlich sind.

Regional fokussiert sich die Netzerweiterung auf den weiteren Um- und Ausbau der bestehenden Nord-Süd-Trassen sowie der Anbindung der Produktion im Wallis an die grossen Verbrauchszentren im Norden der Schweiz sowie im Westen. Von den Projekten sind die folgenden Kantone betroffen, einige allerdings nur mit wenigen Leitungskilometern:

Tabelle 8.7: Regionale Aufteilung der Leitungskilometer

Leitungskilometer	Wallis	Bern	Aargau	Grau- bünden	Obwalden	Luzern	Tessin	Genf	Zürich
1 Chamoson – Chippis	35								
2 Bickigen – Chippis	21	85							
3 Pradella – La Punt				49					
4 Chippis – Lavorgo	102						22		
5 Beznau – Mettlen			50			5			10
6 Bassecourt – Mühleberg		46							
7 Magadino							1		
8 Génissiat – Foretaille								11	
9 Mettlen – Ulrichen	8	28			19	36			
Gesamt	165	158	50	49	19	40	23	11	10

8.4. Vergleich «Strategisches Netz 2025» mit dem «Strategischen Netz 2015»

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen groben Vergleich der technisch notwendigen Ausbaumassnahmen zwischen dem «Strategischen Netz 2025» und dem aktuell geltenden «Strategischen Netz 2015».

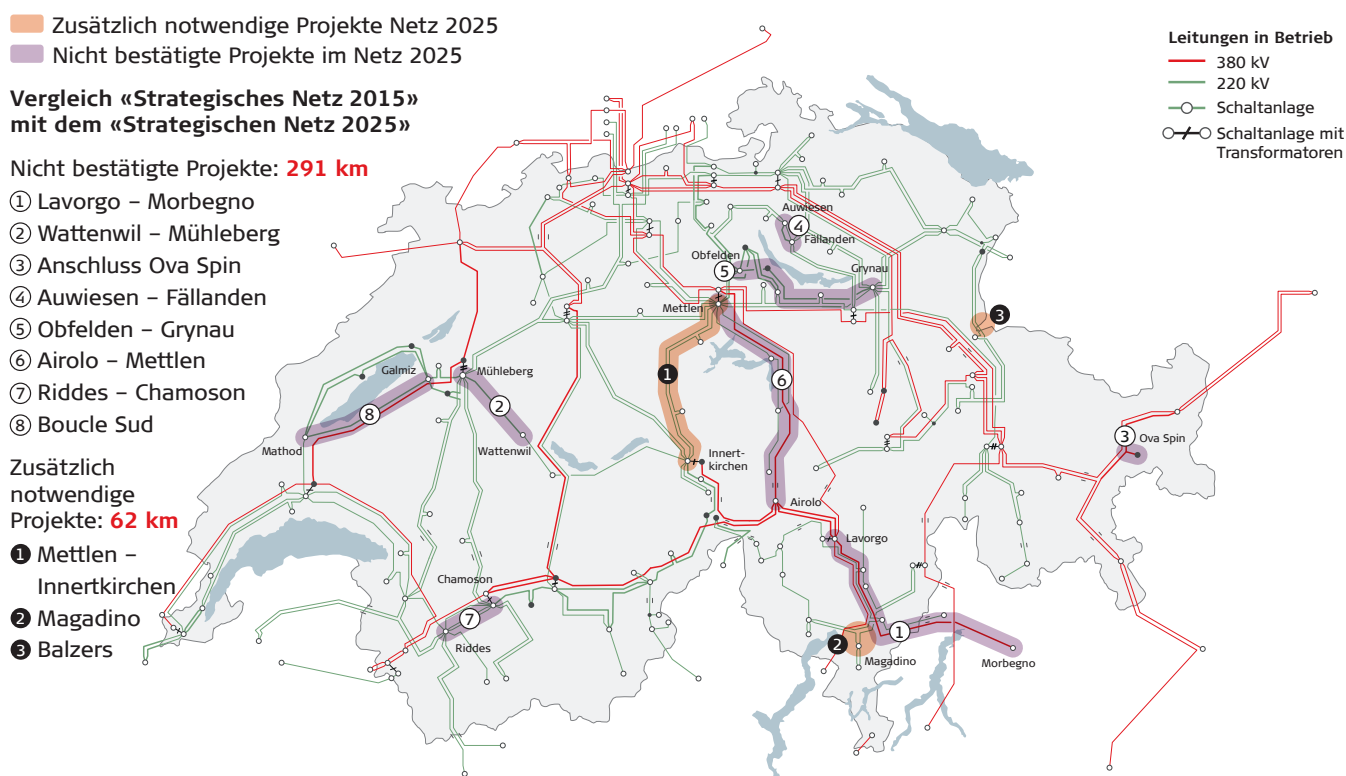


Abbildung 8.2: Vergleich der Erweiterungsmassnahmen 2025 mit dem «Strategischen Netz 2015»

Nicht bestätigte Ausbaumassnahmen aus dem «Strategischen Netz 2015» – Folgende im strategischen Netz 2015 enthaltene Projekte sind im «Strategischen Netz 2025» nicht mehr enthalten:

- » **«Lavorgo – Morbegno»:** Dieses Projekt verfolgte das Ziel, die Transportkapazität in Richtung Italien zu erhöhen. Es wurde zusammen mit dem italienischen Übertragungsnetzbetreiber Terna im Rahmen der TYNDP-Planung sistiert, da es sich aus transporttechnischer Sicht als nicht optimal herausgestellt hat. Anstelle dieses Projektes wurde der gemeinsame Planungsfokus auf andere Projekte gelegt, zu denen auch die beiden PCI-Projekte «San Giacomo» und «Greenconnector» gehören, die im «Strategischen Netz 2025» sich aus Schweizer Sicht als nicht notwendig respektive vorteilhaft erwiesen haben (vgl. Kapitel 8.4).
- » **«Wattenwil – Mühleberg»:** Dieses Projekt wurde mit dem Ziel einer langfristigen Sicherstellung der regionalen Stromversorgung im Raum Bern entwickelt. Die Versorgungssicherheit im Grossraum Bern ist allerdings aufgrund verschiedener anderweitiger bereits umgesetzter oder geplanter Netzmassnahmen aus heutiger Sicht mit der bestehenden 132-kV-Infrastruktur gewährleistet. Für den Abtransport im Raum Oberhasli wurde mit dem Projekt 2, «Chippis–Bickigen», eine alternative Lösung in die Netzplanung aufgenommen.

- » **«Anschluss Ova Spin»:** Das Projekt war im Rahmen eines zweiten 380-kV-Systems für «Pradella – La Punt» geplant, um die bisherige mit 220 kV betriebene Leitung «Ova Spin» zu ersetzen. Diese T-Lösung ist transporttechnisch auf Basis der Ergebnisse der laufenden Planungen überdimensioniert und betrieblich ungünstig. Der bestehende 220-kV-Anschluss wird zukünftig durch die Engadiner Kraftwerke auf 110 kV betrieben (siehe auch den Projektbeschrieb «Pradella – La Punt»).
- » **«Auwiesen – Fällanden»:** Die Spannungsumstellung der bestehenden 220-kV-Doppelleitung wurde mit dem Ziel einer Anschlussverstärkung im Raum Zürich Nord geplant. Aufgrund der abgestimmten Lösung Zürich Süd («Obfelden – Samstagern») und den resultierenden Erkenntnissen im Projekt ist diese Verstärkung nicht mehr erforderlich. Die Verbindung wird weiterhin mit 1x 150 kV und 1x 220 kV betrieben, was gemäss der Netzsimulationen für 2025 und 2035 ausreicht, um die vorhandenen und erwarteten Bedürfnisse auf Übertragungsnetz- und Verteilnetzseite zu erfüllen.
- » **«Obfelden – Thalwil – Grynau»:** Der geplante Neubau einer einsträngigen 220-kV-Freileitung zwischen Obfelden und Thalwil zur redundanten Versorgung von Thalwil anstelle der heutigen 150/50-kV-Freileitung wurde bereits im Rahmen der Netzplanung 2020 zurückgestellt. Aufgrund der optimierten überregionalen Massnahme «Obfelden – Samstagern», welche zwischen den Verteilnetzbetreibern und Swissgrid entwickelt wurde, konnte auf dieses Projekt verzichtet werden.
- » **«Mettlen – Aiolo»:** Dieses Projekt wurde im Rahmen des Projektes «Lavorgo – Morbegno» geplant. Stattdessen wurde das Projekt «Mettlen – Ulrichen» als alternative Alpenquerung mit zusätzlicher Anbindung der neuen alpinen Wasserkraftwerke entwickelt, welches mit dem Projekt «Chippis – Lavorgo» optimal verbunden ist. Damit wird auch die Voraussetzung für eine mögliche Weiterentwicklung der grenzüberschreitenden Leitung über den San-Giacomo-Pass in Richtung Italien geschaffen (siehe 8.4).
- » **«Riddes – Chamoson»:** Dieses Projekt wurde zur lokalen Transporterhöhung und Trassenbereinigung geplant. Mit der im Wallis geplanten Netzkonfiguration für 2025 ist die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung in den betrachteten Szenarien nicht mehr notwendig.
- » **«Boucle Sud»:** Das Projekt wurde parallel mit dem Projekt «Boucle Nord» (das Verteilnetzprojekt «Method – Galmiz») zur verbesserten Anbindung der Romandie an die Deutschschweiz geplant. Für den Zeithorizont bis 2035 zeigt sich, dass diese 380-kV-Verbindung gemäss den durchgeführten Markt- und Netzsimulationen nicht erforderlich ist. Der Wegfall der Ersatzplanung für das KKW Mühleberg hat die 380-kV-Transportbedürfnisse in der Region stark entschärft. Zudem ist die geplante 380-kV-Weiterführung in Richtung Frankreich langfristig weder absehbar noch aus Schweizer Sicht notwendig. Stattdessen ist zwischen Swissgrid und der Groupe E geplant, die Netzkonfiguration im Raum Murten/Fribourg im gleichen Projektperimeter gemeinsam weiterzuentwickeln.

Die oben dargestellten Projekte werden gestoppt und in Absprache mit dem BFE aus den teils laufenden Verfahren zurückgezogen. Dabei werden auch die Konsequenzen der Nicht-Weiterführung gemeinsam mit den relevanten Partnern und Betroffenen evaluiert und aufgesetzt. Dies kann in verschiedenen der oben dargestellten Projekte zu Folgeaufwänden führen, die aktuell noch nicht in die Investitionskosten, wie sie in Kapitel 9 dargestellt sind, aufgeführt sind. Zu diesen Kosten gehören beispielsweise der Rückbau von Masten sowie die Realisierung allfällig erforderlicher alternativer Lösungen für die in den Projekten beteiligten Partner. Auf Basis der konkreten Planung infolge der

Veröffentlichung des «Strategischen Netzes 2025» werden sie in die folgende Mehrjahresplanung integriert.

Im Rahmen der rollenden Netzplanung ist nicht ausgeschlossen, dass aufgrund neuer Rahmenbedingungen bzw. Transportanforderungen zu einem zukünftigen Zeitpunkt wieder Netzprojekte in diesen Regionen notwendig werden. Diese würden dann unter Berücksichtigung der bislang erfolgten Projekterkenntnisse neu geplant.

Zusätzlich notwendige Ausbaumassnahmen im «Strategischen Netz 2025» – Folgende zwei im «Strategischen Netz 2025» erforderliche Projekte waren nicht Bestandteil des «Strategischen Netzes 2015»:

- » Teilabschnitt **«Mettlen – Innertkirchen»** des Projektes «Mettlen – Ulrichen»;
- » **«Magadino»**.

Das «Strategische Netz 2025» unterscheidet sich somit positiv gegenüber dem «Strategischen Netz 2015» in Bezug auf die Leitungskilometer: Insgesamt 291 Leitungskilometer werden nicht mehr benötigt, demgegenüber stehen 62 Leitungskilometer der zusätzlich notwendigen Projekte. In Bezug auf den Landschaftseingriff (Mastbild) unterscheiden sich die Netze hauptsächlich im Raum Bern / Fribourg / Yverdon durch den Verzicht auf die Ausbauprojekte «Boucle Sud» und «Wattenwil – Mühleberg».

8.5. Europäische PCI-Projekte mit Schweizer Beteiligung

Neben den oben dargestellten Netzerweiterungsmassnahmen innerhalb der Schweizer Grenzen werden derzeit auf europäischer Ebene drei weitere Projekte diskutiert, die das Schweizer Stromnetz berühren. Im Rahmen des Programms zur Verbesserung der transeuropäischen Infrastruktur (TEN-E) wurden im Rahmen der EU-Verordnung 347/2013 Projekte mit einem gemeinsamen europäischen Interesse (sog. Projects of Common Interest, PCI) entwickelt.

PCI sind grundsätzlich Projekte, die einen gesamteuropäischen positiven Nutzen versprechen, wobei der Nutzen nicht unbedingt in dem Land, in dem das Projekt umgesetzt wird, anfallen muss. Ein wesentlicher Anteil kann auch in den Nachbarländern entstehen. Für einen Lastenausgleich zwischen den Ländern, die den wesentlichen Teil der Kosten zu tragen haben, und jenen, in denen der wesentliche Nutzen generiert wird, sieht die EU-Verordnung 347/2013 einen Kostenteilungsmechanismus vor. Dabei gilt der Grundsatz, dass die Kosten auf die Länder entsprechend dem Nutzen aufgeteilt werden sollen. Unter dieser Prämisse arbeitet Swissgrid weiter aktiv an der Konkretisierung und der monetären Bewertung der drei nachfolgend beschriebenen PCI-Projekte mit.

8.5.1. «Mettlen – Verderio»

Die durch Worldenergy geplante 1 100-MW-Gleichstrom-Kabel-Verbindung von Sils i.D. nach Verderio (der sogenannte «Greenconnector») in Italien erhöht sich die Transportkapazität zwischen Italien und der Schweiz. Bei den heutigen Kapazitätsverhältnissen zwischen der Schweiz und Italien ist die technische Notwendigkeit des Projektes aus Schweizer Sicht nicht gegeben. Im Falle einer politisch gewünschten NTC-Erhöhung Richtung Italien um 1 100 MW wäre das vorliegende Projekt jedoch technisch sinnvoll. Eine Kosten-Nutzen-Betrachtung der Investition für alle beteiligten Stakeholder müsste ebenso wie die Frage der Finanzierung geregelt werden.

Dabei gilt es auch, die Auswirkungen auf das bestehende Übertragungsnetz, insbesondere zwischen Sils und Mettlen, zu berücksichtigen. Aus technischen Gründen ist die gesamte Strecke von Mettlen bis Verderio zu betrachten. Je nach Entwicklung der im europäischen Raum geplanten Projekte um die Schweiz² kann die Leitung von Sils nach Mettlen in den kommenden Jahren an Wichtigkeit gewinnen. Angesichts der Tatsache, dass auf dieser nur noch der Leitungsabschnitt «Tuggen», ein kleines Teilstück von 5 km, fehlt, die die sonst bereits auf 380-kV-ausgebaute Leitung «Mettlen – Grynau» vervollständigt, wird dieses Teilstück durch Swissgrid unabhängig von einem Entscheid zum «Greenconnector» weiter verfolgt. Das aktuell im Verfahren sistierte Projekt wird wieder aufgenommen, im Detail geplant und dann im Rahmen der jährlichen Mehrjahresplanung als Erweiterung des «Strategischen Netzes 2025» neu evaluiert.

8.5.2. «San Giacomo»

Dieses Projekt wurde bereits in der Vergangenheit geplant und ist teilweise auch realisiert worden. So ist die 380-kV-Doppelleitung auf der Schweizer Seite zwischen Airolo im Tessin bis an die italienische Landesgrenze gebaut worden. Mit der Realisierung der durchgehenden 380-kV-Doppelleitung zwischen Chamoson im Wallis bis Lavorgo im Tessin wäre der Anschluss dieser Grenzleitung gewährleistet.

² Neben dem «Greenconnector» ist dieser Abschnitt auch sehr wichtig im Rahmen einer allfälligen Realisierung des unter 8.4.3 dargestellten Bodensee-Interkonnektors.

Bei den heutigen Kapazitätsverhältnissen zwischen der Schweiz und Italien ist die technische Notwendigkeit des Projektes nicht gegeben. Ebenso wie bei «Mettlen – Verderio» wäre das Projekt nur im Falle einer NTC-Erhöhung um 1 100 MW in Richtung Italien technisch sinnvoll.

8.5.3. «Bodensee-Interkonnektor»

Eine neue 380-kV-Verbindung von Rüthi in der Schweiz in Richtung Österreich und Deutschland würde die Importkapazität aus dem Norden Richtung Alpen (Speicherung) und Italien (Stromtransit) erhöhen. Auf der Schweizer Seite würde in einem ersten Schritt die 220-kV-Anbindung mit dem neuen Unterwerk in Rüthi optimiert. Die Umstellung des bestehenden 220-kV-Stromkreises auf 380 kV wäre aus technischer Sicht unter Berücksichtigung der NISV möglich.

Mit den zugrunde gelegten Import/Export-Annahmen bis 2025 an der Schweizer Nordgrenze ist eine Umstellung der Betriebsspannung im Raum Rüthi noch nicht erforderlich. In den laufenden Abstimmungen mit den betroffenen angrenzenden Netzbetreibern werden weitere Analysen durchgeführt, damit eine gemeinsame Investitionsstrategie erstellt werden kann.

8.5.4. Um EU-Vorhaben erweitertes «Strategisches Netz 2025»

In dem um EU-Vorhaben erweiterten «Strategisches Netz 2025» sind neben den für die Schweizer Versorgungssicherheit erforderlichen Projekten die drei PCI-Projekte mit dargestellt. Dieses Netz ist die Basis für die laufenden Diskussionen im europäischen Netzverbund, bei denen neben Swissgrid auch der Bund beteiligt ist.

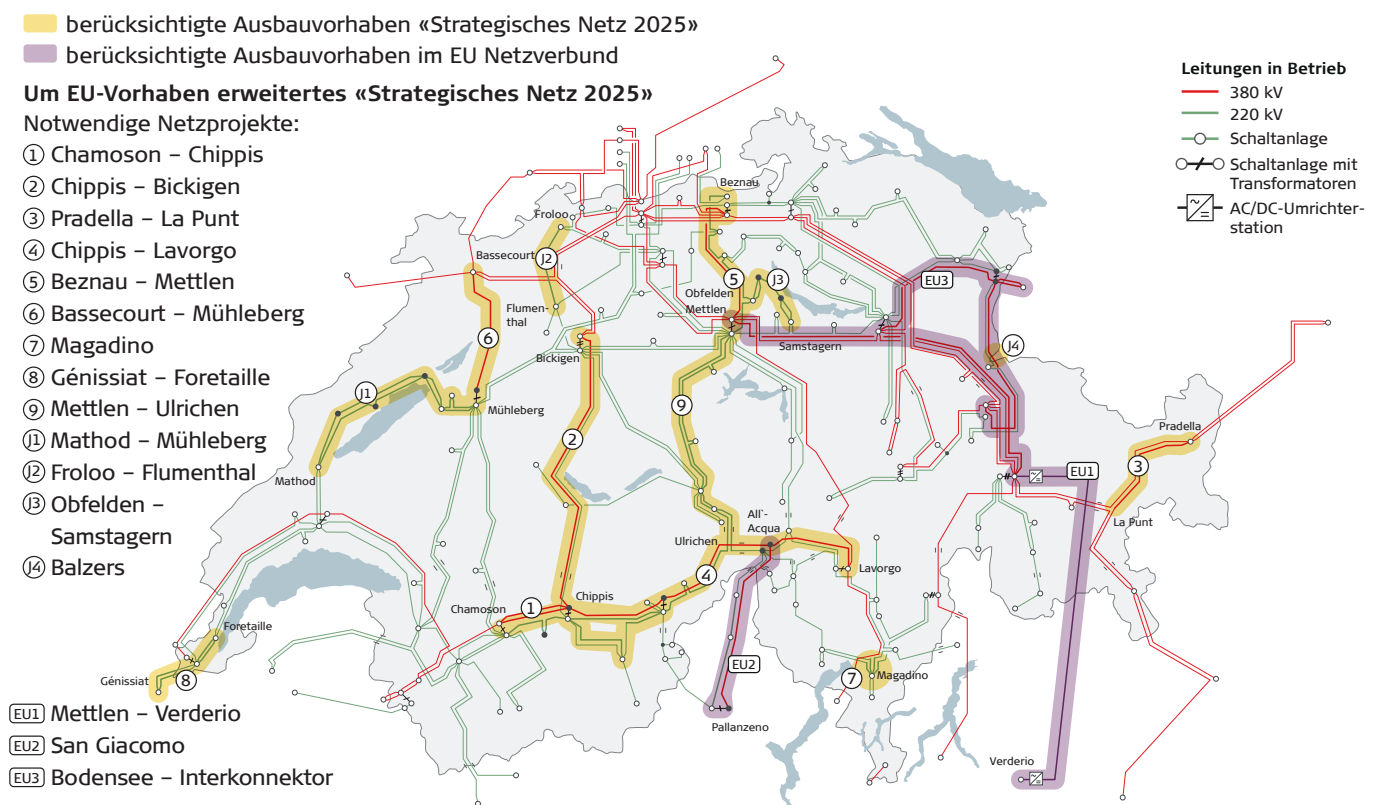


Abbildung 8.3: Um EU-Vorhaben erweitertes «Strategisches Netz 2025»

8.6. Abschliessende Würdigung der vorliegenden Ergebnisse der Netzplanung

Wie in Kapitel 7 dargelegt, ist das Ziel der Netzplanung die Herleitung eines technisch leistungsfähigen, n-1-sicheren Übertragungsnetzes, das die anstehende Versorgungsaufgabe sicher und zum Wohle der Schweizer Volkswirtschaft möglichst gesamtkostenoptimal erfüllt. Bei der Herleitung des «Strategischen Netzes 2025» wurden technische, soziale, umweltpolitische und ökonomische Argumente diskutiert und gegeneinander abgewägt. Hierfür wurden folgende Analyseschritte durchlaufen:

- » **Analyse der heutigen Netzbelastungssituation** (Kapitel 2) – Die heutige Belastungssituation unter realen Bedingungen ist der Ausgangspunkt der Analysen zur Netzplanung. Die heute beobachteten problematischen Netzregionen bzw. Netzbelastungssituationen geben wertvolle Hinweise, wo die Transportfähigkeit des Schweizer Netzes bereits unter den heutigen Bedingungen an ihre Grenzen stösst. Das «Strategische Netz 2025» weist Netzmassnahmen aus, die gut mit den heute schon beobachteten neuralgischen Netzregionen und Netzbelastungssituationen (z.B. Export nach Italien) korrelieren.
- » **Technische Netzsimulation mit Stresstests und Sensitivitätsanalysen** (Kapitel 5) – Die technischen Netzanalysen zeigen, dass das hergeleitete «Strategische Netz 2025» recht robust gegen sich verändernde Rahmenbedingungen ist. In beiden Kernszenarien 2025 werden ähnliche Netzmassnahmen aus technischer Sicht erforderlich. Grösste Unsicherheiten waren ein sich ändernder Ausbau von Grosskraftwerken in der Schweiz sowie drastische Änderungen bei den Interkonnektoren in das Ausland.
- » **Multikriterielle Kosten-Nutzen-Bewertung für die beiden Szenarien** (Kapitel 7) – Die multikriterielle volkswirtschaftliche Analyse für das «Strategische Netz 2025» ist etwas weniger robust als die technischen Analysen. Fest steht, dass die vorgeschlagenen Netzmassnahmen aus Sicht der Schweizer Volkswirtschaft positiv oder zumindest tragbar sind³. Wie in Kapitel 6 ausgeführt, führen die getroffenen Annahmen und die verwendete Methodik eher zu einer konservativen Abschätzung des Wertes der Netzmassnahmen. Insbesondere in Sondersituationen (Hitzewelle, starkes Hydrojahr) und bei einer langfristig weiter bestehenden Differenzierung von regionalen Brennstoffpreisen für Erdgas (vor allem zwischen Deutschland und Italien) ist ein in der vorliegenden Planung noch nicht ausgewiesener Zusatznutzen der Netzmassnahmen zu erwarten. Das Niveau der Strompreise geht in die volkswirtschaftliche Bewertung der eingesparten Verluste ein, nicht aber notwendigerweise in die Engpasserlöse der Netzmassnahmen, da dort Preisdifferenzen und weniger das Strompreisniveau massgeblich sind.
- » **Langfristige Entwicklung der Netzanforderungen für 2035** (Kapitel 5.7) – Die vier Szenarien für 2035 bestätigen alle das «Strategische Netz 2025». Selbst in den Randszenarien sind die 9 Übertragungsnetzprojekte stabil. Auch die drei Verteilnetzzanschlussprojekte (J1 – J3) sind in 2035 erforderlich, um die regionale Versorgung sicherzustellen. Dies gilt insbesondere auch im «Sun»-Szenario mit der in einigen Kantonen sehr hohen geplanten Einspeisung von volatiler Sonnenenergie. Die Netzsimulationen für 2035 zeigen auch, dass es dann voraussichtlich – je nach Szenario mehr oder weniger – zusätzliche Ausbauprojekte benötigt. Hierzu gehören vor allem die Grenzleitung «Kühmoos – Laufenburg», die die bestehenden 220-kV-Grenzleitungen ab Laufenburg ablöst, sowie das Projekt «Leventina +14» im Tessin, das neben einer

³ Dem aus rein ökonomischer Sicht monetär kritischen Projekt «Chippis – Lavorgo» steht ein sehr hoher technischer Nutzen entgegen.

Kapazitätserhöhung auch umfassende Infrastrukturoptimierungen beinhaltet, die mit dem Kanton und den Beteiligten bereits vorgeschrieben sind. Im «Sun»-Netz käme es darüber hinaus noch zur technischen Notwendigkeit weiterer Netzverstärkungen, sofern nicht entsprechende Speicherkapazitäten vorhanden sind.

Swissgrid definiert mit dem vorliegenden Bericht bewusst ein Netz, das sich auf die Bedürfnisse von heute sowie der kommenden 10 Jahre fokussiert. Dies ist eine Änderung gegenüber der Netzplanung in der Vergangenheit, die oftmals präventiv auf mögliche zukünftige Bedarfe die Netze dimensioniert und damit die Grundlage für das heutige, stark vermaschte Übertragungs- und Verteilnetz der Schweiz gelegt hat. Da die Energiezukunft mit vielen Unsicherheiten behaftet ist und ein Netzum- und Netzausbau immer auch einen Eingriff in die Landschaft darstellt, der die Gesellschaft in verschiedener Hinsicht belastet, setzt Swissgrid auf eine bedarfsgerechte, volkswirtschaftlich optimierte Netzentwicklung.

Die durchgeführten Stresstests, Sensitivitätsanalysen sowie die Szenarien 2035 zeigen, dass das «Strategische Netz 2025» nicht nur die heute vorhandenen sowie die erwarteten zukünftigen Engpässe beseitigt, sondern auch Extrembedingungen grösstenteils standhalten kann und zukunftsgerichtet konzipiert wurde. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass das «Strategische Netz 2025» einer netzplanerischen Mindestanforderung gleichzustellen ist, und die Realisierung aller im «Strategischen Netz 2025» enthaltenen Projekte aus Sicht Swissgrid zwingend notwendig ist.

Basierend auf den hier vorgestellten Analysen und unter Einbezug der möglichen Unsicherheiten bei Annahmen und Methodik kommt Swissgrid zu folgendem Ergebnis:

Das vorgeschlagene «Strategische Netz 2025» ist technisch sicher, ökonomisch sinnvoll, robust und nachhaltig und somit in der Lage, die für die nächsten 10 Jahre erwarteten Transportaufgaben den rechtlichen Anforderungen entsprechend zu erfüllen. Es behebt alle vorhandenen Engpässe im Netz und entspricht vollumfänglich der langfristigen Swissgrid Netzstrategie.

Swissgrid möchte mit der vorliegenden, transparent dargestellten strategischen Netzplanung auch einen Beitrag leisten zu einer politisch-gesellschaftlichen Debatte über die zentrale Frage, welche Aufgaben des Übertragungsnetzes wie stark in der zukünftigen Netzplanung gewichtet werden sollen. Unter anderen gilt es, die folgenden Dilemmas zu diskutieren:

- » Wie soll zukünftig planerisch mit den Unsicherheiten im Energiesystem und den untereinander stark variierenden Zukunftsannahmen umgegangen werden? Kann Swissgrid ihre Szenarien weiterhin auf den offiziellen Expertenquellen (d.h. BFE für die Schweiz, ENTSO-E für Europa) aufbauen oder wird eine entsprechende öffentliche Vernehmlassung gewünscht, wie sie etwa in der Strategie Stromnetze angedacht ist?
- » Umfasst die gesetzlich festgelegte Anschlusspflicht auch die Bereitstellung hinreichender Netzkapazitäten, um die Maximalproduktion der jeweiligen Kraftwerke vollständig über das gesamte Jahr abzutransportieren? Oder sind temporäre Einschränkungen zugunsten geringerer Netzausbauten bevorzugt?
- » Wie stark soll das Swissgrid Netz den grenzüberschreitenden Stromhandel unterstützen? Will die Schweiz auch zukünftig eine zentrale Stromdrehscheibe in Europa sein oder

- sind regelmässige Einschränkungen der Grenzkapazitäten akzeptiert? Falls Ersteres: Wer finanziert Ausbauprojekte, die nicht vorrangig der Schweizer Volkswirtschaft dienen?
- » Wie unabhängig will die Schweizer Stromversorgung vom Ausland sein und was ist sie bereit, dafür zu investieren? Sollen die Schweizer Pumpspeicher vorrangig zur langfristigen Inlandsversorgung eingesetzt werden? Wenn ja, was bedeutet dies im Hinblick auf zukünftige Rahmenfaktoren / Marktmodelle?

Obige Fragen haben direkte oder mittelbare Auswirkungen auf den Netzbedarf. Wie in der Einleitung zum vorliegenden Bericht ausgeführt, basiert das «Strategische Netz 2025» auf bestimmten Voraussetzungen und Annahmen, die regelmässig auf ihre Richtigkeit bzw. Entwicklung überprüft werden müssen. Hierzu gehören neben Veränderungen der energiewirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen in der Schweiz und in Europa auch die Möglichkeit, die erforderlichen Leitungsprojekte innert dem jeweiligen 10-Jahres-Betrachtungszeitraum der Netzplanung zu realisieren. Swissgrid kann auf eine weiterreichende Netzerweiterung nur verzichten, wenn sie die Möglichkeit hat, aus heutiger volkswirtschaftlicher Sicht sistierte Projekte im Bedarfsfall ohne Verzögerung wieder aufzunehmen.

Swissgrid ist sich bei ihrer Planung bewusst, dass diese mit Unsicherheiten verbunden ist. Entsprechend überprüft sie sie regelmässig und korrigiert sie wo notwendig. Diese Fortschreibung basiert auf zwei Regelprozessen, die mit unterschiedlicher Frequenz durchgeführt werden:

- » **Periodisch (nächster Planungszyklus 2017 vorgesehen)** – «Strategische Netzplanung», die auf einem für die Schweiz und Europa definierten Szenariorahmen beruht und systematisch den zukünftigen Netzbedarf aus Marktsimulation, Netzberechnung und multikriterieller Kosten-Nutzen-Analyse ableitet. Aus dem Planungszyklus resultiert das «Strategische Netz 2028», das im Mehrjahresplan 2018 enthalten ist.
- » **Jährlich** – Mehrjahresplan, der neue Anschlussbegehren von Kraftwerken und Verteilnetzen integriert, den Planungsfortschritt evaluiert und wo erforderlich auch einzelne Netzplanungsannahmen bei Änderungen der relevanten Rahmenbedingungen adaptiert. Der Fokus liegt auf Plan-Ist-Abweichungen zur Vorjahresplanung und daraus resultierenden Anpassungen bei den Projekten sowie den erforderlichen Investitionen für Netzerweiterung und -erhalt.

In den Jahren, in denen keine strategische Netzplanung durchgeführt wird, umfasst der Mehrjahresplan die folgenden Elemente:

- » Identifikation von für die Netzplanung relevanten Veränderungen in den Szenarioannahmen aus dem letzten strategischen Planungszyklus;
- » Darstellung von Plan-Ist-Abweichungen der Massnahmen aus dem letzten Mehrjahresplan;
- » Evaluation der daraus abgeleiteten Änderungen im jeweils geltenden strategischen Netz (für die kommenden Planungen das «Strategische Netz 2025»);
- » Aktualisierung der Investitionsplanung.

Nachfolgend wird der zeitliche Ablauf der jährlichen Mehrjahresplanung und der periodischen strategischen Netzplanung visualisiert. Die Termine ab 2018 sind abhängig von der gesetzlichen Verankerung der «Strategie Stromnetze». Als Grundlage für die Bedarfsermittlung durch Swissgrid und die Verteilnetzbetreiber soll neu anhand der gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten (z.B. Bevölkerungs-, BIP- und Branchenentwicklung), den

energiepolitischen Zielen des Bundes sowie unter Berücksichtigung des internationalen Umfelds ein durch den Bundesrat genehmigter energiewirtschaftlicher Szenarienrahmen erstellt werden. Swissgrid nimmt diese Annahmen als Grundlage ihrer Markt- und Netzsimulationen und stimmt die Ergebnisse gemäss den dann geltenden Prozess-Vorgaben aus der «Strategie Stromnetze» mit den verantwortlichen Behörden ab.

Zyklen Strategische Netzplanung

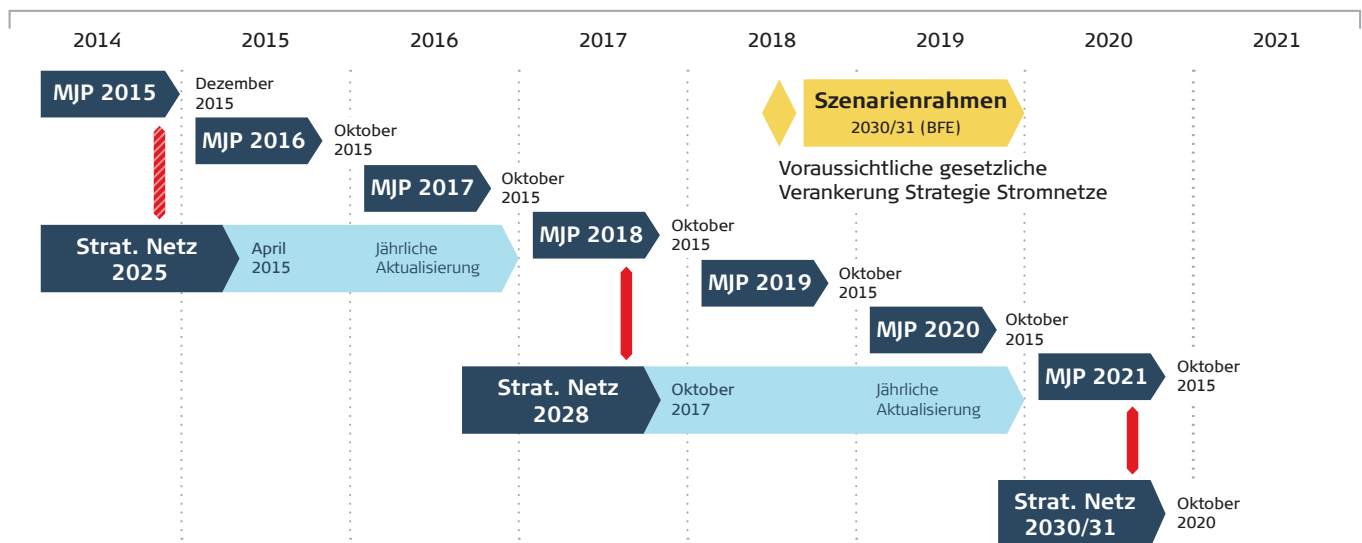


Abbildung 8.4: Zyklen der strategischen Netzplanung bis zum Inkrafttreten der «Strategie Stromnetze»

Das vorliegende «Strategische Netz 2025» bildet neben dem Netzbestand die Grundlage für die nachfolgend beschriebene, netzbezogene Investitionsplanung.

9. Netz- bezogene Investitions- planung

2015 – 2025

► **In Kürze:**

Für die Umsetzung der beschriebenen Erweiterungsmassnahmen für das «Strategische Netz 2025» sowie für den Netzerhalt plant Swissgrid netzbezogene Investitionen in Höhe von 2,24 Mrd. CHF bis 2025. Nicht enthalten sind darin die drei Verteilnetzanschlussprojekte, mögliche Investitionen für die Umsetzung von PCI-Projekten sowie die Kosten, die für die Erweiterungsprojekte des «Strategischen Netzes 2025» nach 2025 anfallen.

Insgesamt sind für die Realisierung aller Erweiterungsprojekte (inkl. der Projekte im Startnetz), die im «Strategischen Netz 2025» enthalten sind, etwas über 1,4 Mrd. CHF zu investieren und für den Netzerhalt bis 2025 gut 1 Mrd. CHF. Nicht zuletzt dank dem Verzicht auf 8 Projekte aus dem «Strategischen Netz 2015» dürften die Investitionen in den Netzum- und -ausbau deutlich unter den in der «Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050» angenommenen Investitionen bis 2035 liegen.

9.1. Kategorisierung der Investitionen

Die Einteilung der Investitionsplanung erfolgt nach den folgenden relevanten Massnahmekategorien:

- » **In Projektierung befindliche Massnahmen** – Diese Kategorie basiert im Wesentlichen auf bereits im «Strategischen Netz 2015» enthaltenden Projekten und umfasst sowohl den Netzerhalt als auch Netzerweiterungsmassnahmen. Von den identifizierten Netzerweiterungsmassnahmen sind die folgenden in dieser Kategorie enthalten
 - » «Chamoson – Chippis»
 - » «Chippis – Bickigen»
 - » «Pradella – La Punt»
 - » «Chippis – Lavorgo»
 - » «Beznau – Mettlen»
 - » «Bassecourt – Mühleberg»
 - » «Magadino»
 - » «Mettlen – Ulrichen»
- » **Investitionen für die Netzerweiterung** – Hierunter fallen alle Investitionen in Netzerweiterungsmassnahmen, die im Rahmen des Netzes 2025 zusätzlich zu den bereits in Projektierung befindlichen Massnahmen bis 2025 zu realisieren sind. Es wird gemäss NOVA unterteilt nach
 - » Investitionen in Netzoptimierung (Leitungen und Unterwerke);
 - » Investitionen in Netzverstärkungen (Leitungen und Unterwerke);
 - » Investitionen in Netzausbauten (Leitungen und Unterwerke).
 Darin enthalten sind bis 2025 die Investitionen für das Projekt «Génissiat – Foretaille» auf der Schweizer Seite sowie die «Trassenverlegung Balzers»¹.
- » **Investitionen in den Netzerhalt**² – Diese umfassen
 - » Investitionen in Netzersatzmassnahmen;
 - » Investitionen in Netzinstandhaltungsmassnahmen;
 - » Investitionen in Dienstbarkeitserneuerung.

¹ Die Verteilnetzanschlussprojekte sind in den Gesamtkosten nicht enthalten. Die detaillierten Projektplanungen sowie die Kostentragung müssen noch geregelt werden.

² Dargestellt sind ausschliesslich Investitionskosten, welche nicht in den laufenden Swissgrid Betriebskosten enthalten sind.

9.2. Prinzipien bei der Erfassung des Investitionsbedarfs

Die folgenden Prinzipien liegen der dargestellten Investitionsplanung zugrunde:

- » **«Best Practice» Prinzip für Plankosten** – Sowohl bei den Kostenschätzungen als auch bei der zeitlichen Umsetzung von Massnahmen werden typische Erwartungswerte (Plankosten) angesetzt. Explizit nicht enthalten sind Verzögerungen, die sich aus unerwarteten Genehmigungsschwierigkeiten (z.B. Gerichtsverfahren) ergeben oder etwaige Vorabsicherungen gegen unerwartete Kostenveränderungen. Die Genauigkeit der Schätzungen differiert je nach Umsetzungsphase, in der sich ein Projekt befindet.
 - » Bei Projekten, die sich in einem frühen Planungsstadium befinden, sowie bei noch nicht in Umsetzung befindlichen Massnahmen, werden generelle Planungskostenansätze für Freileitungen (z.B. typische spezifische Kosten CHF/km) verwendet.
 - » Bei sich in Projektierung befindlichen Massnahmen, deren Planung bereits weiter fortgeschritten ist und wo daher genauere Informationen zu den technischen Lösungsansätzen vorliegen (z.B. Teilverkabelung), werden die Kosten aus der projektspezifischen Kalkulation verwendet.
- » **Aggregationsniveau** – Um die Tabellen in einem übersichtlichen Rahmen zu halten, werden alle Investitionsbedarfe aggregiert gemäss den in 9.1 ausgeführten Massnahmenkategorien dargestellt.
- » **Kostenträgerschaft bei Swissgrid** – Es werden nur Finanzbedarfe für Swissgrid ausgewiesen, d.h., sollte es z.B. bei Projekten zu einer Kooperation mit externen Partnern kommen, werden deren Finanzbedarfe nicht mit ausgewiesen.
- » **Zeitliche Abgrenzung der Betrachtung** – Für Netzerweiterungsmassnahmen werden die Finanzbedarfe, die ab dem 1.1.2015 kostenwirksam werden, ausgewiesen. Für den Netzerhalt werden sowohl Kosten für bestehende Netzanlagen (vollständige Realisation bis zum 31.12.2014) als auch für geplante neue Netzanlagen ausgewiesen, die in den Jahren 2015 bis 2025 anfallen.
- » **Zeitpunkt des Investitionsbedarfs** – Es werden jahresscharfe Finanzbedarfe «nach Baufortschritt» ausgewiesen. Das heisst, dass etwa bei einer Netzerweiterung im Jahr 2015 mit 100 Mio. CHF Gesamtkosten, deren Kosten gleich verteilt in den Jahren 2015 bis 2018 anfallen, für die Jahre 2015 bis 2018 jeweils 25 Mio. CHF budgetiert werden. Die effektive Rechnungslegung und die tatsächlichen Zahlungseingänge werden somit nicht berücksichtigt.
- » **Einheiten der Investitionen** – Alle Kosten werden in realen CHF (2014) ausgewiesen, d.h. ohne Berücksichtigung der Inflation.
- » **«Strategisches Netz 2025» bei Netzerhaltungsinvestitionen berücksichtigt** – Die Planung der Investitionen für den Netzerhalt berücksichtigt die Netzstruktur im Jahr 2025 inkl. aller Netzerweiterungsmassnahmen.
- » **Konsistenz mit der Kosten-Nutzen-Analyse** – Es ist sichergestellt, dass Schätzungen der Gesamtprojektkosten konsistent sind mit den Kostenschätzungen, die im Rahmen der multikriteriellen Kosten-Nutzen-Analyse angesetzt. Unterschiede können aber z.B. in der Kostentragung bestehen, da in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse immer die Gesamtkosten betrachtet werden und nicht nur die Anteile von Swissgrid.

9.3. Gesamtkostenübersicht und netzbezogene Investitionsplanung 2015 – 2025

Für die Realisierung des «Strategischen Netzes 2025» inklusive der noch in Realisierung befindlichen Projekte des Startnetzes sowie der Erhaltsinvestitionen bis 2025 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 2,46 Mrd. CHF erforderlich. Dabei können die Investitionen in Netzerweiterung und Netzerhalt nicht eindeutig von einander getrennt werden, da die «in Projektierung befindlichen Massnahmen» neben Netzerweiterungen auch Erhaltungsmassnahmen umfassen. Die Gesamtinvestitionskosten von 2,46 Mrd. CHF lassen sich somit nicht direkt mit denen in der «Botschaft des Bundesrats zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050» vergleichen³.

Die den Erweiterungsprojekten (d.h. die Leitungsbauprojekte in der Botschaft des Bundesrats) zugeordneten Investitionen fallen dank des Verzichts auf verschiedene im «Strategischen Netz 2015» enthaltene Projekte tiefer aus, als in der «Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050» angenommen. Während diese von erwarteten Investitionen alleine in die Netzerweiterung in Höhe von 2,2 bis 2,55 Mrd. CHF bis 2035 spricht, machen die Erhaltungskosten bis 2025 (mit anteilmässiger Inkludierung der entsprechenden «in Projektierung befindlichen Massnahmen») gut 1 Mrd. CHF von den 2,46 Mrd. CHF aus.

³ In dieser steht folgendes: «Für die vom Bundesrat im Rahmen des Strategischen Netzes 2015 bereits 2009 festgelegten Leitungsbauprojekte im Übertragungsnetz sowie für die Weiterentwicklung zum Strategischen Netz 2020, belaufen sich die Kosten auf rund 2 Milliarden Franken. Diese Kosten fallen unabhängig von der Energiestrategie 2050 an. Für die Energiestrategie kommen, abhängig von der gewählten Angebotsvariante, nicht abdiskontierte Kosten für das Übertragungsnetz von 0,2–0,55 Milliarden Franken bis 2035 respektive 0,4–0,7 Milliarden Franken bis 2050 hinzu».

Tabelle 9.1: Gesamtinvestitionen für das Strategisches Netz 2025

Kategorien	Erweiterung / Erhalt	Gesamt (Mio. CHF) ^{T11}
In Projektierung befindliche Massnahmen (bis 2025) ^{T12}	Netzerweiterung	1 128
	Netzerhalt	125
Noch nicht in der Projektierung befindliche Massnahmen (bis 2025)	Netzerweiterung	129
	Netzerhalt	875
Gesamtinvestitionen «Strategisches Netz 2025» bis 2025	Netzerweiterung	1 258
	Netzerhalt	1 001
Gesamtinvestitionen «Strategisches Netz 2025» inkl. Erhalt bis 2025		2 258
Gesamtinvestitionen «Strategisches Netz 2025» nach 2025	Netzerweiterung	202
	Netzerhalt	0
Erweiterungsinvestitionen «Strategisches Netz 2025» inkl. Investitionen nach 2025		1 460
Gesamtinvestitionen «Strategisches Netz 2025» inkl. Investitionen nach 2025		2 460

Da auf Basis der Simulationen für 2035 aktuell keine massiven weiteren Netzerweiterungen absehbar sind, ist damit zu rechnen, dass der Investitionsbedarf für Netzerweiterungen im Übertragungsnetz sich auch bis 2035 eher im Rahmen von 1,6 – 1,8 Mrd befindet. Eine längerfristige Kostenschätzung bis 2050 ist auf Grundlage der vorliegenden Ergebnisse nicht durchführbar.

In der nachfolgenden Tabelle 9.2 wird ergänzend die Gesamtübersicht der netzbezogenen Investitionsplanung 2015 – 2025 nach Jahren aufgeführt, das heisst es sind nur die Kosten für die Projekte des «Strategischen Netzes 2025» enthalten, die voraussichtlich bis 2025 anfallen. Die Zahlen decken sich mit der finanziellen Mittelfristplanung von Swissgrid.

T11 Jeweils auf- bzw. abgerundet (auf Mio. CHF), d.h. es kann in der Addition zu Rundungsdifferenzen kommen.

T12 Anmerkung: Die in «In Projektierung befindliche Massnahmen» werden näherungsweise eingeteilt in: Netzerweiterung (90%) und Netzerhalt (10%).

Tabelle 9.2: Gesamtübersicht der Investitionsplanung 2015 – 2025

Investitionen (Tsd CHF) / Jahr		2015	2016	2017	2018
1. In Projektierung befindliche Massnahmen		181 742	283 610	214 561	79 197
	Leitungen	81 692	167 705	107 789	44 905
	Unterwerke	100 050	115 905	106 772	34 293
2. Netzerweiterung (Gesamt)		1 518	4 382	12 764	19 609
2.1. Netzoptimierung					
	Leitungen	0	0	0	0
	Unterwerke	117	446	603	1 071
2.2 Netzverstärkung					
	Leitungen	669	1 048	629	579
	Unterwerke	252	968	1 052	2 439
2.3 Netzausbau					
	Leitungen	0	0	0	0
	Unterwerke	480	1 920	10 480	15 520
3. Netzerhalt (Gesamt)		43 221	53 761	67 245	74 176
3.1 Netzersatz		3 069	12 194	26 828	35 296
	Leitungen	0	0	41	124
	Unterwerke	3 069	12 194	26 787	35 172
3.2 Instandhaltung		20 060	20 880	20 880	20 880
	2.2.1. Wartung und Inspektion	-	-	-	-
	2.2.2. Instandsetzungen	20 060	20 880	20 880	20 880
3.3. Dienstbarkeitserneuerungen		11 465	12 000	12 000	12 000
	2.3.1. Administrative Kosten	-	-	-	-
	2.3.2. Entschädigungen	11 465	12 000	12 000	12 000
3.4. Sonstige Projekte		8 627	8 687	7 537	6 000
	2.4.1. Sicherheitsbeschilderung, Umfirmierung Unterwerke	2 627	2 687	1 537	-
	2.4.2. Unvorhergesehenes	6 000	6 000	6 000	6 000
Gesamt		226 481	341 752	294 570	172 982

Innerhalb des Planungszeitraums von 2015 bis 2025 plant Swissgrid gesamthaft netzbezogene Investitionen in Höhe von 2,24 Mrd. CHF. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

- » **In Projektierung befindliche Massnahmen** – Der grösste Anteil der Investitionen entfällt mit 1,25 Mrd. CHF auf diese Kategorie. Eine weitere Aufteilung der Investitionen zeigt, dass für Leitungen 886,42 Mio. CHF und für Unterwerke 366,57 Mio. CHF vorgesehen sind. Swissgrid weist darauf hin, dass für das im «Strategischen Netz 2025» inkludierte Projekt «Mettlen – Ulrichen» auf Basis der aktuellen Planungen noch Kosten nach 2025 anfallen. Im Falle einer möglichen Verfahrensbeschleunigung könnten hier Kosten noch zeitlich vorgezogen werden⁴.
- » **Netzerweiterung** – In diese Kategorie fallen 109,93 Mio. CHF. Enthalten sind alle Unterwerke, die noch nicht in Projektierung sind, sowie die Kosten für das mit dem «Strategischen Netz 2025» neu hinzukommende Projekt «Génissiat – Foretaille» sowie die «Trassenverlegung Balzers». Aufgrund der aktuell üblichen langen Planungsphasen für Leitungsprojekte von durchschnittlich 12 bis 15 Jahren fällt der Grossteil der Kosten hier erst nach 2025 an: Neben den bis 2025 erfassten 15,3 Mio. CHF sind weitere 24 Mio. CHF nach 2025 geplant. Für Unterwerke fallen bis zum Jahr 2025 Investitionskosten von 94,63 Mio. CHF an.

⁴ Entsprechende Änderungen erfolgen mit der jährlich aktualisierten Mehrjahresplanung, d.h., gehen jeweils in den folgenden Planungszyklus ein.

2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Gesamt
34 228	54 243	99 112	54 253	78 905	64 586	108 560	1 252 993
24 673	54 243	99 112	54 253	78 905	64 586	108 560	886 419
9 555	0	0	0	0	0	0	366 574
27 251	5 117	13 979	11 764	32 313	883	345	129 926
0	0	0	0	0	0	0	0
3 118	345	398	713	2 015	16	59	8 900
579	659	9 179	558	837	279	279	15 295
7 618	2 878	1 906	7 871	22 051	589	7	47 631
0	0	0	0	0	0	0	0
15 936	1 236	2 496	2 622	7 410	0	0	58 100
122 715	86 454	73 732	88 209	96 023	83 969	85 744	875 250
83 835	47 574	34 852	49 329	57 143	45 089	46 864	442 074
41	41	662	1 793	4 213	2 744	12 390	22 051
83 794	47 533	34 190	47 536	52 930	42 346	34 474	420 023
20 880	20 880	20 880	20 880	20 880	20 880	20 880	228 860
-	-	-	-	-	-	-	-
20 880	20 880	20 880	20 880	20 880	20 880	20 880	228 860
12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	131 465
-	-	-	-	-	-	-	-
12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	131 465
6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	72 851
-	-	-	-	-	-	-	-
6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	66 000
184 193	145 814	186 823	154 225	207 240	149 438	194 649	2 258 169

- » **Netzersatz** – Für den Netzersatz plant Swissgrid mit 442,07 Mio. CHF bis 2025. Der grösste Anteil entfällt auch hier auf die Unterwerke. Durch den Abgleich der Ersatz- mit den Erweiterungsmassnahmen konnte die Höhe der Investitionskosten insbesondere bei Leitungsprojekten teils stark reduziert werden.
- » **Dienstbarkeitserneuerungen** – Für diese Kategorie plant Swissgrid ab 2016 mit einem konstanten jährlichen Betrag von 12 Mio. CHF.
- » **Instandhaltung** – Für die Instandsetzung wird ein fixer jährlicher Kostenblock von 21 Mio. CHF ab 2016 vorgesehen.

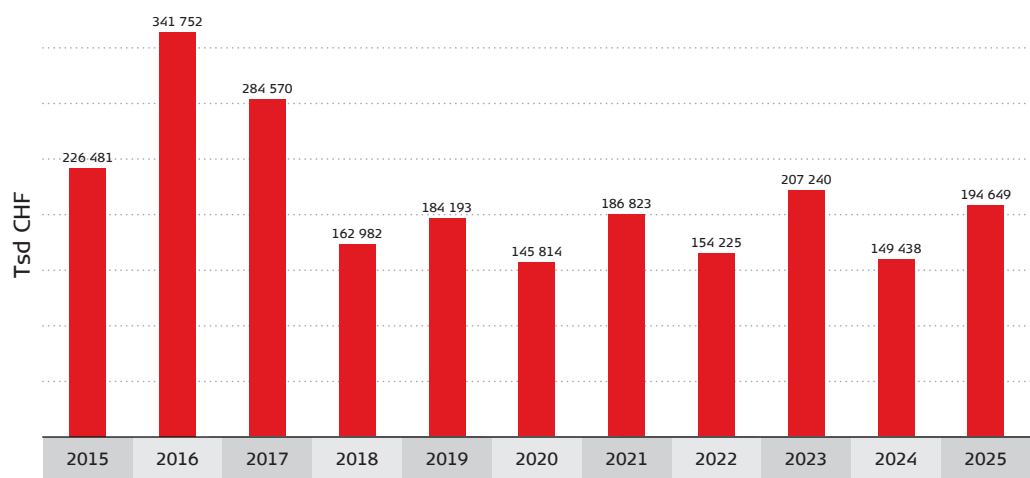


Abbildung 9.1: Netzbezogene Investitionen (gesamt) von 2015 bis 2025

Über den Zeitverlauf zeigt sich ein Peak bei den gesamten Investitionen in den Jahren 2015 bis 2017. Danach verlaufen die Investitionen bis 2025 in einer Bandbreite von 150 Mio. CHF bis 200 Mio. CHF.

Der Peak in den kommenden drei Jahren basiert insbesondere auf der Fertigstellung der sich in Bau befindlichen Schaltanlagen Veytaux, Gösgen und Laufenburg sowie auf der Umsetzung der sich in der SIA-Phase «Realisierung» befindlichen Leitungsbauprojekte «Chamoson – Chippis» sowie «Mörel – Ulrichen». Des Weiteren befinden sich auch das im Startnetz 2015 enthaltene Projekt «Nant de Drance» (dies umfasst die Schaltanlagen Bâtiatz, Châtelard und Kaverne Nant de Drance sowie die dazugehörigen Leitungen) und die Schaltanlage Romanel bereits kurz vor der SIA Phase Realisierung. Die Ausschreibungen laufen und Werkverträge wurden zum Teil schon abgeschlossen. Swissgrid realisiert diesen Hochlauf an Projekten u.a. mithilfe von externen Planern und bauherrenseitigen Projektleitern, die für einzelne Projekte mandatiert werden. Die geplanten Projekte 2015 bis 2017 können so sicher realisiert werden.

Anhang 1:

Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energie (2013). Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050 [Online]. Verfügbar unter: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_799448366.pdf&endung=Strategie%20Stromnetze;Detailkonzept%20im%20Rahmen%20der%20Energiestrategie%202050

Bundesamt für Energie (2012). Energieperspektiven 2050 [Online]. Verfügbar unter: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?dossier_id=05024&lang=en

Bundesamt für Energie (2012). Studie «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz». Verfügbar unter: <http://www.admin.ch/aktuell/00089/?lang=de&msg-id=44806>

Bundesamt für Energie (2007). Schlussbericht der Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit [Online]. Verfügbar unter: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04481/index.html?lang=de&dossier_id=01192

Bundesamt für Energie und Bundesamt für Raumplanung (2009). Sachplan Übertragungsleitungen [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/>

Bundesamt für Energie (2015). Netzentwicklung – Strategie Stromnetze (Online). Verfügbar unter: <http://www.bfe.admin.ch/netzentwicklung/index.html>

ENTSO-E (2013). Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/events/Workshops/CBA/131114_ENTSO-E_CBA_Methodology.pdf

ENTSO-E (2014). TYNDP public consultation report on received comments [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141030_TYNDP%20package%20-%20Report%20on%20comments_%20FINAL.pdf

ENTSO-E (2014). Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030 [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/140602_SOAF%202014-2030.pdf

ENTSO-E (2012). Ten-Year Network Development Plan 2012 [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf

ENTSO-E (2014). Ten-Year Network Development Plan 2014 [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014.pdf>

International Energy Agency (2013). World Energy Outlook 2013 (nicht kostenfrei öffentlich verfügbar).

Meister, Urs (2013). Keine Energiewende im Alleingang – Wie die Schweiz mit Ökostrom und Kapazitätsmärkten umgehen soll. Diskussionspapier der Avenir Suisse [Online]. Verfügbar unter: http://www.avenir-suisse.ch/wp-content/uploads/2013/04/dp_kapazitaetsmarkt_as_2013.pdf

Prognos (2013). Energieperspektive 2050: PhotovoltaikSensitivitätsanalyse Photovoltaik [Online]. Verfügbar unter: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?dossier_id=05024&lang=en

Gesetze und Verordnungen

Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (Elektrizitätsgesetz, EleG, SR 734.0) vom 24. Juni 1902, aktuelle Fassung vom 1. August 2008.

Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG, SR 451) vom 1. Juli 1966, aktuelle Fassung vom 1. September 2014.

Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG, SR 814.01) vom 7. Oktober 1983, aktuelle Fassung vom 1. Juli 2014.

Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG, SR 700) vom 22. Juni 1979, aktuelle Fassung vom 1. Mai 2014.

Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG, SR 734.7) vom 23. März 2007, aktuelle Fassung vom 1. Juli 2012.

Energiegesetz (EnG, SR 730.0) vom 26. Juni 1998, aktuelle Fassung vom 1. Mai 2014.

Stromversorgungsverordnung (StromVV, SR 734.71) vom 14. März 2008, aktuelle Fassung vom 3. Juni 2014.

Anhang 2:

Szenarioannahmen

Die Netzplanung 2025 und die Kosten-Nutzen-Analyse basieren im Wesentlichen auf den nachfolgend aufgeführten Annahmen für die Kernszenarien «On Track» und «Slow Progress 2025» sowie «Slow Progress 2035», die für die Schweiz grundsätzlich auf den Energieperspektiven 2050¹ basieren und für Europa auf den ENTSO-E Visions im Rahmen der TYNDP 2012 und 2014. Für das Jahr 2035 berücksichtigt Swissgrid neben den Kernszenarien zwei weitere Szenarien, welche sich auf extremere Veränderungen für das Schweizer Übertragungsnetz fokussieren. Zum einen das Szenario «Sun», welches auf Daten der Schweizer Umweltallianz basiert, und zum anderen das Szenario «Stagnancy» mit niedrigeren Energiepreisen.

Annahmen Kernszenarien 2025

Tabelle A.1: Allgemeine Informationen zu den Kernszenarien 2025

Name der Szenarien:	Szenario «On Track 2025» und Szenario «Slow Progress 2025»
----------------------------	--

¹ Die Energieperspektiven 2050 weisen die Jahresproduktionswerte aus, die von Swissgrid für die Marktsimulation in Leistung umgerechnet wurden.

Tabelle A.2: Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten (CH)

Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten:					
Szenarien 2025:		«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Region:	Energiequelle:	Kapazität [MW]:		Kapazität [MW]:	
Schweiz	Solar	3 500	Ableitung aus Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalyse Photovoltaik	1 800	Swissgrid Annahme
	Wind	710	Ableitung aus der BFE	240	Ableitung aus der BFE
	Andere Erneuerbare	820	Energiestrategie 2050, Angebotsvariante C&E	490	Energiestrategie 2050, Angebotsvariante E
	Andere Nicht-Erneuerbare	790		690	
	Wasser	18 510	KWB Umfrage	18 510	KWB Umfrage
	Gas	0		0	
	Kernkraft	2 135		2 135	
	Öl	0	Für die Schweiz nicht relevant	0	Für die Schweiz nicht relevant
	Steinkohle	0		0	
	Braunkohle	0		0	
ENTSO-E	KW-Park	SO&AF Bericht, Szenario B		SO&AF Bericht, Szenario A	

Tabelle A.3: Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten an der Grenze zur Schweiz

Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten:					
Szenarien 2025:		«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Richtung:		Kapazität [MW]:		Kapazität [MW]:	
Winter (FR → CH):		3 200	NTC 2014	3 200	NTC 2014
Winter (FR ← CH):		1 700	Slow Progress + 0.2 GW Erhöhung	1 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (DE → CH):		4 400	Slow Progress + 1 GW Erhöhung	3 400	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (DE ← CH):		6 100	Slow Progress + 0.6 GW Erhöhung	5 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (AT → CH):		1 000	Slow Progress +0.1 GW Erhöhung	900	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (AT ← CH):		1 940	Slow Progress + 0.3 GW Erhöhung	1 640	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (IT → CH):		3 110	Slow Progress +1.1 GW Erhöhung	2 010	+ 0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
Winter (IT ← CH):		5 540	Slow Progress +1.1 GW für Erhöhung	4 440	+ 2.1 GW für Pumpspeicher + 0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
Sommer (FR → CH):		3 000	NTC 2014	3 000	NTC 2014
Sommer (FR ← CH):		1 700	Slow Progress + 0.2 GW Erhöhung	1 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (DE → CH):		4 500	Slow Progress + 0.9 GW Erhöhung	3 600	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (DE ← CH):		6 100	Slow Progress + 0.6 GW Erhöhung	5 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (AT → CH):		1 100	Slow Progress + 0.2 GW Erhöhung	900	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (AT ← CH):		1 940	Slow Progress + 0.3 GW Erhöhung	1 640	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (IT → CH):		2 740	Slow Progress +1.1 GW Erhöhung	1 640	+0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
Sommer (IT ← CH):		4 720	Slow Progress +1.1 GW Erhöhung	3 620	+0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
ENTSO-E		TYNDP 2012			

Tabelle A.4: Getroffene Annahmen betreffend CO₂ und Brennstoffpreisen

Getroffene Annahmen betreffend CO₂ und Brennstoffpreisen:				
Szenarien 2025	«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Abgabe:	Preis [€ / t]:		Preis [€ / t]:	
CO ₂	50,7	WEO 2013, Szenario 450, interpoliert für 2025	15,6	WEO 2013, Current Policies Szenario, interpoliert für interpoliert für 2025
Szenarien 2025	«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Brennstoff:	Preis [€ / GJ]:		Preis [€ / GJ]:	
Kernkraft	0,38	Identisch mit TYNDP 2014	0,38	Identisch mit TYNDP 2014
Steinkohle	3,1	WEO 2013, Szenario 450, interpoliert für 2025	3,79	WEO 2013, Current Policies Szenario, interpoliert für 2025
Braunkohle	0,44	TYNDP 2014	0,44	TYNDP 2014
Gas	8,13	WEO 2013, Szenario 450, interpoliert für 2025	9,54	WEO 2013, Current Policies Szenario, interpoliert für 2025
Leichtöl	18,52	Ableitung basierend auf WEO 2013, Szenario 450	24,23	Ableitung basierend auf WEO 2013, Current Policies Szenario und TYNDP 2014, interpoliert für 2025
Schweröl	10,94	und TYNDP 2014, interpoliert für 2025	14,31	
Schieferöl	2,3	Identisch mit TYNDP 2014	2,3	Identisch mit TYNDP 2014

Tabelle A.5: Getroffene Annahmen betreffend Verbrauch im Inland und Europa

Getroffene Annahmen betreffend Verbrauch im Inland und Europa:				
Szenarien 2025	«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Verbrauch:	[TWh / Jahr]:		[TWh / Jahr]:	
Inland	61,5	BFE Energiestrategie 2050, Szenario NEP, ergänzt um Verluste	67,2	BFE Energiestrategie 2050, Szenario WWB, ergänzt um Verluste
Europa	Interpolation aus 2012 und TYNDP 2014 Vision 3		Interpolation aus 2012 und TYNDP 2014 Vision 1	
Angenommenes Potential zur Lastverschiebung (DSM)				
Zeiten	% saisonaler Höchstlast		% saisonaler Höchstlast	
Sommernacht	0	Swissgrid Annahme	0	Swissgrid Annahme
Wintertag	0		0	

Tabelle A.6: Getroffene CBA-Annahmen zur Bewertung von Projekten

Getroffene CBA - Annahmen zur Bewertung von Projekten:		
Parameter:	Annahme:	Annahme basiert auf:
Methodik und / oder Wert für die Bewertung von Netzverlusten	Stündliche €/MWh Werte aus der Marktsimulation	Swissgrid (Ergebnis Marktsimulation)
Diskontrate	3%	Studie der EPFL (2006) für das Bundesamt für Strassenbau; ACER
Parameter:	Betrachtungszeitraum [Jahre]:	Annahme basiert auf:
Unterwerke	30	Swissgrid (konservativer Ansatz auf Basis Swissgrid Abschreibungsdauern)
Leitungen	40	Swissgrid (konservativer Ansatz auf Basis Swissgrid Abschreibungsdauern)

Annahmen Kernszenarien 2035

Tabelle A.7: Allgemeine Informationen zu den Kernszenarien 2035

Name der Szenarien:	Szenario «On Track 2035» und Szenario «Slow Progress 2035»
----------------------------	--

Tabelle A.8: Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten

Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten:					
Szenarien 2035:		«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Region:	Energiequelle:	Kapazität [MW]:		Kapazität [MW]:	
Schweiz	Solar	7 000	Ableitung aus Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalyse Photovoltaik	2 600	Swissgrid Annahme
	Wind	1 170	Ableitung aus der BFE	510	Ableitung aus der BFE
	Andere Erneuerbare	1 352	Energiestrategie 2050, Angebotsvariante C&E	620	Energiestrategie 2050, Angebotsvariante E
	Andere Nicht-Erneuerbare	1 045		910	
	Wasser	20 161	KWB Umfrage	18 510	KWB Umfrage
	Gas	0		0	
	Kernkraft	0		2 135	
	Öl	0	Für die Schweiz nicht relevant	0	Für die Schweiz nicht relevant
	Steinkohle	0		0	
Braunkohle	0		0		
ENTSO-E	KW-Park (exkl. Solar & Wind)	TYNDP 2014, Vision 3		TYNDP 2014, Vision 1	
	Solar & Wind	TYNDP 2014, Vision 4		TYNDP 2014, Vision 1 (leicht angepasst)	

Tabelle A.9: Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten

Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten:					
Szenarien 2035:		«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Richtung:		Kapazität [MW]:		Kapazität [MW]:	
Winter (FR → CH):		3 200	NTC 2014	3 200	NTC 2014
Winter (FR ← CH):		1 700	NTC 2014	1 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (DE → CH):		4 400	Slow Progress 2025 +1 GW Erhöhung	3 400	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (DE ← CH):		6 100	Slow Progress 2025 +0.6 GW Erhöhung	5 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (AT → CH):		1 000	Slow Progress 2025 +0.1 GW Erhöhung	900	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (AT ← CH):		1 940	Slow Progress 2025 +0.3 GW Erhöhung	1 640	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Winter (IT → CH):		3 110	Slow Progress 2025 +1.1 GW Erhöhung	2 010	+ 0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
Winter (IT ← CH):		5 540	Slow Progress 2025 +1.1 GW Erhöhung	4 440	+ 2.1 GW für Pumpspeicher + 0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
Sommer (FR → CH):		3 000	NTC 2014	3 000	NTC 2014
Sommer (FR ← CH):		1 700	Slow Progress 2025 +0.2 GW Erhöhung	1 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (DE → CH):		4 500	Slow Progress 2025 +0.9 GW Erhöhung	3 600	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (DE ← CH):		6 100	Slow Progress 2025 +0.6 GW Erhöhung	5 500	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (AT → CH):		1 100	Slow Progress 2025 +0.2 GW Erhöhung	900	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (AT ← CH):		1 940	Slow Progress 2025 +0.23 GW Erhöhung	1 640	Swissgrid Verteilungsschlüssel für das DACH
Sommer (IT → CH):		2 740	Slow Progress 2025 +1.1 GW Erhöhung	1 640	+0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
Sommer (IT ← CH):		4 720	Slow Progress 2025 +1.1 GW Erhöhung	3 620	+0.2 GW auf Basis TSO Absprachen
ENTSO-E		TYNDP 2014			

Tabelle A.10: Getroffene Annahmen betreffend CO₂ und Brennstoffpreisen

Getroffene Annahmen betreffend CO₂ und Brennstoffpreisen:				
Szenarien 2035	«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Abgabe:	Preis [€ / t]:		Preis [€ / t]:	
CO ₂	97,5	WEO 2013, Szenario 450	23,4	WEO 2013, Current Policies Szenario
Szenarien 2035	«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Brennstoff:	Preis [€ / GJ]:		Preis [€ / GJ]:	
Kernkraft	0,38	Identisch mit TYNDP 2014	0,38	Identisch mit TYNDP 2014
Steinkohle	2,45	WEO 2013	3,92	WEO 2013
Braunkohle	0,44	TYNDP 2014	0,44	TYNDP 2014
Gas	7,02	WEO 2013	10,35	WEO 2013
Leichtöl	17,31	Ableitung basierend auf WEO 2013, Szenario 450	25,83	Ableitung basierend auf WEO 2013, Current Policies Szenario und TYNDP 2014
Schweröl	10,22	und TYNDP 2014	15,25	
Schieferöl	2,3	Identisch mit TYNDP 2014	2,3	Identisch mit TYNDP 2014

Tabelle A.11: Getroffene Annahmen betreffend Verbrauch im Inland und Europa

Getroffene Annahmen betreffend Verbrauch im Inland und Europa:				
Szenarien 2035	«On Track»	Annahme basiert auf:	«Slow Progress»	Annahme basiert auf:
Verbrauch:	[TWh / Jahr]:		[TWh / Jahr]:	
Inland	59,3	BFE Energiestrategie 2050, Szenario NEP, ergänzt um Verluste	69,8	BFE Energiestrategie 2050, Szenario WWB, ergänzt um Verluste
Europa	ENTSO-E TYNDP 2014 Vision 3, leicht angepasst		ENTSO-E TYNDP 2014 Vision 1, leicht angepasst	
Angenommenes Potential zur Lastverschiebung (DSM)				
Zeiten	% saisonaler Höchstlast		% saisonaler Höchstlast	
Sommernacht	2%	Im Auftrag des BFE erstellte Studie «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz» aus dem Jahr 2012	0	Swissgrid Annahme
Wintertag	8%		0	

Tabelle A.12: Getroffene CBA-Annahmen zur Bewertung von Projekten

Getroffene CBA-Annahmen zur Bewertung von Projekten:		
Parameter:	Annahme:	Annahme basiert auf:
Methodik und / oder Wert für die Bewertung von Netzverlusten	Stündliche €/MWh Werte resultierend aus der Marktsimulation	Swissgrid Kalkulation
Diskontrate	3% (Sensitivität 4%)	Studie der EPFL (2006) für das Bundesamt für Strassenbau, Empfehlungen ACER
Parameter:	Betrachtungszeitraum [Jahre]:	Annahme basiert auf:
Unterwerke	30	Swissgrid Abschreibungszeitraum für UW Bauten und Primärleistung; Abgleich mit Empfehlungen ACER, ENTSO-E
Leitungen	40	Swissgrid Abschreibungszeitraum für Leitungen abzgl. 15 Jahren (konservativer Ansatz); Abgleich mit Empfehlungen ACER, ENTSO-E

Annahmen Randszenarien 2035

Tabelle A.13: Allgemeine Informationen zu den Randszenarien 2035

Name der Szenarien: Szenario «Sun 2035» und Szenario «Stagnancy 2035»

Tabelle A.14: Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten

Getroffene Annahmen zu den installierten Kapazitäten:					
Szenarien 2035:		«Sun»	Annahme basiert auf:	«Stagnancy»	Annahme basiert auf:
Region	Energiequelle:	Kapazität [MW]:		Kapazität [MW]:	
	Solar	15 631	Angaben der Umweltallianz	1 800	Slow Progress 2025
	Wind	1 502		240	
	Andere Erneuerbare	2 634		489	
	Andere Nicht-Erneuerbare	-		687	
	Wasser	16 857		18 510	
	Kernkraft	0		2 135	
	Gas	0		0	
	Öl	0	Für die Schweiz nicht relevant	0	Für die Schweiz nicht relevant
	Steinkohle	0		0	
	Braunkohle	0		0	
ENTSO-E	KW-Park (exkl. Solar & Wind)	TYNDP 2014, Vision 3		Swissgrid Annahme	
	Solar & Wind	TYNDP 2014, Vision 4			

Tabelle A.15: Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten

Getroffene Annahmen zu den NTC-Werten:					
Szenarien 2035:		«Sun»	Annahme basiert auf:	«Stagnancy»	Annahme basiert auf:
Richtung:		Kapazität [MW]:		Kapazität [MW]:	
Winter (FR → CH):		3 200	Szenario «Slow Progress 2025»	3 200	Szenario «Slow Progress 2025»
Winter (FR ← CH):		1 500		1 500	
Winter (DE → CH):		3 400		3 400	
Winter (DE ← CH):		5 500		5 500	
Winter (AT → CH):		900		900	
Winter (AT ← CH):		1 640		1 640	
Winter (IT → CH):		2 010		2 010	
Winter (IT ← CH):		4 440		4 440	
Sommer (FR → CH):		3 000		3 000	
Sommer (FR ← CH):		1 500		1 500	
Sommer (DE → CH):		3 600		3 600	
Sommer (DE ← CH):		5 500		5 500	
Sommer (AT → CH):		900		900	
Sommer (AT ← CH):		1 640		1 640	
Sommer (IT → CH):		1 640		1 640	
Sommer (IT ← CH):		3 620		3 620	
ENTSO-E		TYNDP 2014		TYNDP 2012	

Tabelle A.16: Getroffene Annahmen betreffend CO₂ und Brennstoffpreisen

Getroffene Annahmen betreffend CO₂ und Brennstoffpreisen:				
Szenarien 2035	«Sun»	Annahme basiert auf:	«Stagnancy»	Annahme basiert auf:
Abgabe:	Preis [€ / t]:		Preis [€ / t]:	
CO ₂	80	Angaben Umweltallianz	5,76	Preise 2014
Szenarien 2035	«Sun»	Annahme basiert auf:	«Stagnancy»	Annahme basiert auf:
Brennstoff:	Preis [€ / GJ]:		Preis [€ / GJ]:	
Kernkraft	0,38	Identisch mit TYNDP 2014	0,38	Identisch mit TYNDP 2014
Steinkohle	5,4	Relation Braun- zu Steinkohlepreis wie in den Szenarien im TYNDP 2014	2,6	Preise 2014
Braunkohle	0,44	TYNDP 2014	0,44	TYNDP 2014
Gas	14,7	Angaben Umweltallianz	6	Preise 2014
Leichtöl	20,28	Ableitung basierend auf «Sun» Angaben (20.28 €/GJ) und TYNDP 2014	13,56	Ableitung basierend auf Preisen 2014 und TYNDP 2014
Schweröl	11,97		8,03	
Schieferöl	2,3	Identisch mit TYNDP 2014	2,3	Identisch mit TYNDP 2014

Tabelle A.17: Getroffene Annahmen Verbrauch im Inland und Europa

Getroffene Annahmen betreffend Verbrauch im Inland und Europa:				
Szenarien 2035	«Sun»	Annahme basiert auf:	«Stagnancy»	Annahme basiert auf:
	Verbrauch [TWh / Jahr]:		Verbrauch [TWh / Jahr]:	
Inland	62,8	Annahme der Umweltallianz ergänzt um Verluste	66,1	Swissgrid Annahme (ca. 5% unter «Slow Progress 2025»)
Europa	In Absprache mit der Umweltallianz auf Basis ENT-SO-E TYNDP 2014 Vision 3, leicht angepasst		Annahme von Swissgrid Verbrauch 2013 + 2%	
Angenommenes Potential zur Lastverschiebung (DSM)				
Zeiten	% saisonaler Höchstlast		% saisonaler Höchstlast	
Sommernacht	9,7%	Annahme der Umweltallianz	0	Swissgrid Annahme
Wintertag	9,7%		0	

Swissgrid AG

Dammstrasse 3
Postfach 22
CH-5070 Frick

Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg

Route des Flumeaux 41
CH-1008 Prilly

Telefon +41 58 580 21 11
Fax +41 58 580 21 21

info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch