

Rapport sur le réseau stratégique 2025



Auteur Bettina von Kupsch
Service Strategic Projects

Date 19 février 2015

Rapport sur le réseau stratégique 2025

Mentions légales

Propriétaire et éditeur:

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

Responsable du contenu:

Direction de Swissgrid

Conception et réalisation:

bemerkt gestaltung+kommunikation www.bemerkt.net

Texte: Swissgrid

Graphiques: Golden Section Graphics

Impression: Habé Offset

© Swissgrid SA 2015

Cet ouvrage est protégé par des droits d'auteur. Les droits qui en découlent, notamment les droits de traduction, de reproduction orale, de reproduction des illustrations et tableaux, de diffusion radiophonique, de microfilmage ou de toute autre reproduction ou enregistrement dans des centres de traitement de données, demeurent réservés, y compris pour des extraits. Pour plus de lisibilité, les termes, désignations et fonctions sont exprimés au masculin quand bien même la publication s'adresse aux femmes comme aux hommes.

Sous réserve de fautes de composition et d'erreurs.

Clôture de la rédaction: 2 Avril 2015

Sommaire

	Executive Summary	15
1.	Introduction	21
1.1.	Situation initiale et objectif de la planification stratégique du réseau	21
1.2.	Conditions-cadres de la planification du réseau	22
1.2.1.	Fondements juridiques	22
1.2.2.	Suivi des prescriptions politiques	22
1.2.3.	Stratégie à long terme de Swissgrid en matière de réseau	24
1.3.	Remarque préalable sur la planification du réseau	26
1.4.	Classement de la méthodologie dans un contexte européen	28
1.5.	Structure du rapport	29
2.	Situation actuelle du réseau	31
2.1.	État de l'extension du «Réseau stratégique 2015»	32
2.2.	Situation de charge du réseau	34
2.2.1.	Identification de congestions du réseau dans l'exploitation	34
2.2.2.	Congestions structurelles du réseau suisse	37
2.2.2.1.	Répartition régionale des congestions et fréquence des situations de congestion	38
2.2.2.2.	Les calculs de sensibilité aux congestions sur le réseau actuel	39
2.2.3.	Instruments de gestion des congestions	40
2.2.3.1.	Détermination des NTC (une année, un mois et deux jours à l'avance)	42
2.2.3.2.	Mesures topologiques (un jour à l'avance ou ad hoc)	43
2.2.3.3.	Intervention directe dans la production nationale (ad hoc)	43
2.3.	Conclusion pour la planification du réseau	44
3.	Approche méthodologique	45
3.1.	Principe de la planification du réseau – le principe ORARE	46
3.2.	Aperçu – Procédure de la planification du réseau	47
3.3.	Scénarios concernant la mission d'approvisionnement à venir	48
3.4.	Simulation du marché	49
3.5.	Simulation du réseau	51
3.6.	Analyse coût-bénéfice des mesures d'extension du réseau	53
3.7.	Définition du «Réseau stratégique 2025»	54
4.	Scénarios concernant	55
4.1.	Entonnoir des scénarios utilisé pour la planification du réseau	56
4.2.	Scénarios pour 2025 – «On Track» et «Slow Progress»	58
4.2.1.	Capacités de production – Suisse	58
4.2.2.	Consommation d'électricité – Suisse	61
4.2.3.	Net Transfer Capacities – Suisse	62
4.2.4.	Prix des combustibles et du CO2	65
4.2.5.	Réplication de l'étranger	66
4.3.	Scénarios pour 2035 – «On Track», «Slow Progress» «Sun» et «Stagnancy»	68
4.3.1.	Capacités de production – Suisse	68

4.3.1.1.	Scénarios clés «On Track» et «Slow Progress»	69
4.3.1.2.	Scénarios marginaux «Sun» et «Stagnancy»	69
4.3.2.	Consommation d'électricité – Suisse	70
4.3.2.1.	Scénarios clés «On Track» et «Slow Progress»	70
4.3.2.2.	Scénarios marginaux «Sun» et «Stagnancy»	71
4.3.3.	Net Transfer Capacities – Suisse	72
4.3.4.	Prix des combustibles et du CO ₂	73
4.3.5.	Réplication de l'étranger	74
5.	Simulation du marché et du réseau	77
5.1.	Simulation du marché des scénarios 2025	78
5.1.1.	Mix de production Suisse et Europe	78
5.1.2.	Échange d'énergie de la Suisse avec ses régions voisines	81
5.1.3.	Evolution des prix	83
5.2.	Simulation du marché des scénarios 2035	85
5.2.1.	Mix de production de la Suisse en 2035	86
5.2.2.	Mix de production en Europe en 2035	87
5.2.3.	Échange d'énergie de la Suisse avec ses régions voisines	90
5.2.4.	Evolution des prix	94
5.3.	Récapitulatif et évaluation critique des résultats de la simulation du marché	97
5.4.	Simulation du réseau	98
5.4.1.	Réseau initial	99
5.4.2.	Régionalisation	100
5.4.3.	Identification des congestions critiques dans les scénarios 2025	102
5.5.	«Réseau stratégique 2025» sans congestion n-1	104
5.5.1.	Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «On Track»	104
5.5.2.	Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «Slow Progress»	106
5.6.	Tests de résistance pour 2025 et analyses de la sensibilité 2025 et 2035	108
5.6.1.	Test de résistance 1: sécurité n-1 avec une production maximale ou un pompage maximal	109
5.6.2.	Test de résistance 2: sécurité n-2 en cas d'importation / d'exportation importantes	110
5.6.3.	Test de résistance 3: n-k (barre collectrice), en cas de défaillance systématique d'une barre collectrice;	112
5.6.4.	Test de résistance 4: n-k (barre collectrice), en cas de défaillance systématique d'une sous-station	114
5.6.5.	Sensibilité 1: sécurité n-1 avec les centrales KWO+, Rhodix, Cornaux et Chavalon en exploitation	116
5.6.6.	Sensibilité 2 & 3: augmentation de la charge de 2 GW et augmentation du transit nord-sud de 1 GW	118
5.6.7.	Sensibilité du «tracé nord DC»	120
5.7.	Contrôle de la résistance aux événements de 2025 à l'aide des réseaux techniques 2035	122
5.7.1.	Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «On Track 2035»	123
5.7.2.	Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «Slow Progress 2035»	125

5.7.3.	Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour «Stagnancy»	127
5.7.4.	Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour «Sun»	129
5.8.	Evaluation critique des résultats des analyses techniques du réseau	134
5.8.1.	Résultats des simulations du réseau 2025 ainsi que des tests de résistance et des sensibilités	134
5.8.2.	Pertinence des réseaux techniques 2035 pour la planification du réseau 2025	135
6.	Méthodologie	137
6.1.	Aperçu	138
6.2.	Couverture géographique	138
6.3.	Cas de comparaison	139
6.4.	Evaluation monétaire	141
6.4.1.	Bénéfice monétaire – bénéfice économique et énergétique	141
6.4.2.	Bénéfice monétaire – modification des pertes de réseau	141
6.4.3.	Coûts monétaires – coût des investissements et coûts d'exploitation	141
6.4.4.	Période d'observation	142
6.4.5.	Taux d'escompte	143
6.4.6.	Indicateur économique pour le bénéfice monétaire net	143
6.5.	Critères qualitatifs	144
6.5.1.	Sécurité du réseau	144
6.5.2.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement	144
6.5.3.	Robustesse et flexibilité	144
6.5.4.	Impacts environnementaux	145
6.6.	Indicateurs de développement durable	146
7.	Résultats	147
7.1.	Interprétation des résultats	148
7.1.1.	Les résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères comme élément de l'analyse globale	148
7.1.2.	Résultats de l'évaluation monétaire pour 2025 et 2035	148
7.2.	Projet 1 «Chamoson – Chippis»	150
7.2.1.	Bénéfice économique et énergétique	151
7.2.2.	Perspective européenne	151
7.2.3.	Contribution à la sécurité du réseau	151
7.2.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	152
7.2.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	152
7.2.6.	Contribution à la protection de l'environnement	152
7.3.	Projet 2 «Chippis – Bickigen»	154
7.3.1.	Bénéfice économique et énergétique	155
7.3.2.	Perspective européenne	155
7.3.3.	Contribution à la sécurité du réseau	155
7.3.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	156
7.3.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	156
7.3.6.	Contribution à la protection de l'environnement	156
7.4.	Projet 3 «Pradella – La Punt»	157
7.4.1.	Bénéfice économique et énergétique	158

7.4.2.	Perspective européenne	158
7.4.3.	Contribution à la sécurité du réseau	158
7.4.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	159
7.4.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	159
7.4.6.	Contribution à la protection de l'environnement	160
7.5.	Projet 4 «Chippis – Lavorgo»	161
7.5.1.	Bénéfice économique et énergétique	162
7.5.2.	Perspective européenne	163
7.5.3.	Contribution de la ligne actuelle et à venir à la sécurité du réseau	163
7.5.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	164
7.5.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	164
7.5.6.	Contribution à la protection de l'environnement	165
7.6.	Projet 5 «Beznau – Mettlen»	166
7.6.1.	Bénéfice économique et énergétique	167
7.6.2.	Perspective européenne	167
7.6.3.	Contribution à la sécurité du réseau	167
7.6.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	168
7.6.5.	Contribution à la robustesse/flexibilité du réseau de transport	168
7.6.6.	Contribution à la protection de l'environnement	168
7.7.	Projet 6 «Bassecourt – Mühleberg»	170
7.7.1.	Bénéfice économique et énergétique	171
7.7.2.	Perspective européenne	171
7.7.3.	Contribution à la sécurité du réseau	171
7.7.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	172
7.7.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	172
7.7.6.	Contribution à la protection de l'environnement	172
7.8.	Projet 7: «Magadino»	173
7.8.1.	Bénéfice économique et énergétique	174
7.8.2.	Perspective européenne	174
7.8.3.	Contribution à la sécurité du réseau	174
7.8.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	175
7.8.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	175
7.8.6.	Contribution à la protection de l'environnement	175
7.9.	Projet 8 «Génissiat – Foretaille»	176
7.9.1.	Bénéfice économique et énergétique	177
7.9.2.	Perspective européenne	177
7.9.3.	Contribution à la sécurité du réseau	177
7.9.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	178
7.9.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	178
7.9.6.	Contribution à la protection de l'environnement	178
7.10.	Projet 9 «Mettlen – Ulrichen»	179
7.10.1.	Bénéfice économique et énergétique	180
7.10.2.	Perspective européenne	180
7.10.3.	Contribution du projet à la sécurité du réseau	180
7.10.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	181
7.10.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	181
7.10.6.	Contribution à la protection de l'environnement	181
7.11.	Projet 10 «Mettlen – Verderio»	182

7.11.1.	Bénéfice économique et énergétique	183
7.11.2.	Perspective européenne	183
7.11.3.	Contribution à la sécurité du réseau	184
7.11.4.	Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale	184
7.11.5.	Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport	184
7.11.6.	Contribution à la protection de l'environnement	184
8.	Décision	185
8.1.	Projets d'extension du réseau d'importance pour Swissgrid d'ici 2025	186
8.2.	Projets imposés juridiquement dans le «Réseau stratégique 2025»	188
8.2.1.	Conditions et exigences légales	188
8.2.2.	Rôle du réseau de distribution (NR 3) dans la planification du réseau de Swissgrid	188
8.2.3.	Projets de raccordement intégrés au «réseau stratégique 2025»	189
8.2.3.1.	Raccordement au réseau de distribution «Method – Mühleberg»	190
8.2.3.2.	Raccordement au réseau de distribution «Froloo – Flumenthal»	191
8.2.3.3.	Raccordement au réseau de distribution «Obfelden – Samstagern»	191
8.2.4.	«Déplacement du tracé Balzers»	192
8.3.	Le «Réseau stratégique 2025»	194
8.4.	Comparaison du «Réseau stratégique 2025» avec le «Réseau stratégique 2015»	196
8.5.	Projets PCI européens avec participation suisse	199
8.5.1.	«Mettlen – Verderio»	199
8.5.2.	«San Giacomo»	199
8.5.3.	«Interconnexion du Lac de Constance»	200
8.5.4.	Un «réseau stratégique 2025» élargi par les propositions de projet de l'UE	200
8.6.	Appréciation finale des résultats disponibles de la planification du réseau	201
9.	Calendrier	205
9.1.	Classement des investissements	206
9.2.	Principes appliqués à la saisie des besoins en matière d'investissements	207
9.3.	Vue d'ensemble des coûts totaux et calendrier des investissements liés au réseau 2015 – 2025	208
Annexe 1:	Bibliographie	215
Annexe 2:	Hypothèses des scénarios	217

Liste des illustrations

Illustration 0.1:	Présentation du «Réseau stratégique 2025»	17
Illustration 2.1:	«Réseau stratégique 2015»	32
Illustration 2.2:	Évaluation de la congestion du réseau au niveau du «transformateur 600 MVA 380 /220 kV de Mettlen»	35
Illustration 2.3:	Évaluation de la congestion du réseau au niveau du «transformateur 600 MVA 380 /220 kV de Sils»	36
Illustration 2.4:	Congestions structurelles du réseau	38
Illustration 2.5:	Congestions en fonction de leur effet de cascade potentiel	39
Illustration 2.6:	Congestions structurelles et mesures nécessaires correspondantes	41
Illustration 2.7:	Gestion préventive des congestions par détermination des NTC	42
Illustration 3.1:	Approche méthodologique de la planification du réseau	47
Illustration 3.2:	Grandeurs d'entrée et déroulement de l'optimisation de PowrSym	49
Illustration 3.3:	Détermination des mesures de réseau techniques requises pour un réseau sans congestion n-1	51
Illustration 4.1:	Entonnoirs de scénarios	56
Illustration 5.1:	Mix de production pour la Suisse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress 2025»	79
Illustration 5.2:	Mix de production pour les pays voisins de la Suisse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress 2025»	80
Illustration 5.3:	Échange d'énergie «On Track» et «Slow Progress» avec DACH et FR	81
Illustration 5.4:	Charge NTC de la région DACH et avec l'Italie	83
Illustration 5.5:	Courbe de durée des coûts marginaux pour les scénarios clés 2025 avec l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et la France	84
Illustration 5.6:	Mix de production de la Suisse en 2035	86
Illustration 5.7:	Mix de production des pays voisins de la Suisse en 2035	87
Illustration 5.8:	Échange d'énergie dans les scénarios 2035 avec la région DACH et l'Italie	90
Illustration 5.9:	Charge NTC de la région DACH et avec l'Italie dans les scénarios 2035	91
Illustration 5.10:	Analyse des transits	92
Illustration 5.11:	Courbe de durée des coûts marginaux pour les scénarios avec l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et la France	94
Illustration 5.12:	Réseau initial 2015 avec prise en compte des extensions	100
Illustration 5.13:	Surcharges n-1 sur le réseau initial pour les scénarios «On Track» et «Slow Progress 2025»	103
Illustration 5.14:	Réseau technique «On Track 2025»	104
Illustration 5.15:	Réseau technique «Slow Progress 2025»	106
Illustration 5.16:	n-1: Surcharge en production maximale et en pompage maximal des centrales de pompage-turbinage	109
Illustration 5.17:	n-2: Situation d'importation et d'exportation importantes	111
Illustration 5.18:	n-k: défaillance systématique d'une barre collectrice	112
Illustration 5.19:	n-k: défaillance systématique d'une sous-station	114
Illustration 5.20:	sécurité n-1: Exploitation supplémentaire des centrales KWO+, Rhodix, Cornaux & Chavalon	116
Illustration 5.21:	Augmentation de la charge et transit nord-sud dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress»	118

Illustration 5.22: Sensibilité du «tracé nord DC»	120
Illustration 5.23: Surcharges n-1 dans le scénario clé «On Track 2035»	123
Illustration 5.24: Réseau technique «On Track 2035»	124
Illustration 5.25: surcharges n-1 dans le scénario clé «Slow Progress 2035»	125
Illustration 5.26: Réseau technique «Slow Progress 2035»	126
Illustration 5.27: Surcharges n-1 dans le scénario marginal «Stagnancy»	127
Illustration 5.28: Réseau technique «Stagnancy»	128
Illustration 5.29: Surcharges n-1 dans le scénario «Sun» sur le réseau «Slow Progress 2025»	129
Illustration 5.30: Réseau technique «Sun 2035»	132
Illustration 5.31: Besoin d'accumulation «Sun» pour diminuer le renforcement du réseau	133
Illustration 6.1: Aperçu de la méthodologie de l'analyse coût-bénéfice multicritères	138
Illustration 6.2: Méthode TOOT dans le cadre de la CBA	139
Illustration 7.1: Congestions n-1 sur le transformateur de Chamoson	152
Illustration 7.2: Congestions n-1 sur le transformateur de Bickigen	156
Illustration 7.3: Congestions n-1 sur la ligne Gorlago – Robbia	158
Illustration 7.4: Surcharge des tronçons de ligne sans réalisation du projet pour «Slow Progress 2025»	164
Illustration 7.5. Congestions n-1 sur la ligne Mettlen – Obfelden	168
Illustration 7.6: Congestions n-1 sur la ligne Bickigen – Mühleberg	172
Illustration 7.7: Congestions n-1 sur la ligne Avegno – Magadino	175
Illustration 7.8: Congestions n-1 sur la ligne Foretaille – Verbois	178
Illustration 7.9. Congestions n-1 sur la ligne Handeck – Innertkirchen	181
Illustration 7.10: Congestions n-1 sur la ligne Musignano – Lavorgo	184
Illustration 8.1: Présentation du «Réseau stratégique 2025»	194
Illustration 8.2: Comparaison des mesures d'extension 2025 avec le «Réseau stratégique 2015»	196
Illustration 8.3: Un «réseau stratégique 2025» élargi par les propositions de projet de l'UE	200
Illustration 8.4: Cycles de la planification stratégique du réseau jusqu'à l'entrée en vigueur de la «stratégie Réseaux électriques»	204
Illustration 9.1: Investissements liés au réseau (totaux) de 2015 à 2025	212

Liste des tableaux

Tableau 0.1:	Augmentation nette du nombre de kilomètres de ligne dans le «Réseau stratégique 2025»	18
Tableau 4.1:	Puissance installée – Suisse	59
Tableau 4.2:	Consommation d'électricité – Suisse	61
Tableau 4.3:	Net Transfer Capacities – Suisse	63
Tableau 4.4:	Prix des combustibles et du CO ₂ 2025	66
Tableau 4.5:	Réplication de l'étranger 2025	67
Tableau 4.6:	Puissance installée 2035 – Suisse	69
Tableau 4.7:	Consommation d'électricité – Suisse	70
Tableau 4.8:	Net Transfer Capacities 2035 – Suisse	72
Tableau 4.9:	Prix des combustibles et du CO ₂	73
Tableau 4.10:	Réplication de l'étranger pour 2035	74
Tableau 5.1:	L'évolution des transits en cas réduction des NTC	93
Tableau 7.1:	Aperçu des résultats CBA du projet «Chamoson – Chippis»	150
Tableau 7.2:	Aperçu des résultats CBA du projet «Chippis – Bickigen»	154
Tableau 7.3:	Aperçu des résultats CBA du projet «Pradella – La Punt»	157
Tableau 7.4:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Chippis – Lavorgo»	161
Tableau 7.5:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Beznau – Mettlen»	166
Tableau 7.6:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Bassecourt – Mühleberg»	170
Tableau 7.7:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Magadino»	173
Tableau 7.8:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Génissiat – Foretaille»	176
Tableau 7.9:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Mettlen – Ulrichen»	179
Tableau 7.10:	Aperçu des résultats CBA pour le projet «Mettlen – Verderio»	182
Tableau 8.1:	Résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères pour 2025	186
Tableau 8.2:	Brève description de l'installation «Planchamps»	190
Tableau 8.3:	Brève description de l'installation «Cornaux»	190
Tableau 8.4:	Brève description de l'installation «Froloo – Flumenthal»	191
Tableau 8.5:	Brève description de l'installation «Thalwil»	191
Tableau 8.6:	Brève description de l'installation «Waldegg»	192
Tableau 8.7:	Répartition régionale des kilomètres de ligne	195
Tableau 9.1:	Investissements totaux pour le Réseau stratégique 2025	209
Tableau 9.2:	Vue d'ensemble du calendrier des investissements 2015 – 2025	210
Tableau A.1:	Informations générales sur les scénarios clés 2025	217
Tableau A.2:	Hypothèses retenues sur les capacités installées (CH)	218
Tableau A.3:	Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC aux frontières suisses	218
Tableau A.4:	Hypothèses retenues sur les prix du CO ₂ et des combustibles	219
Tableau A.5:	Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe	219
Tableau A.6:	Hypothèses CBA retenues sur l'évaluation des projets	219
Tableau A.7:	Informations générales sur les scénarios clés 2025	220
Tableau A.8:	Hypothèses retenues sur les capacités installées	220
Tableau A.9:	Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC	220
Tableau A.10:	Hypothèses retenues sur les prix du CO ₂ et des combustibles	221
Tableau A.11:	Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe	221

Tableau A.12:	Hypothèse CBA retenues sur l'évaluation des projets	221
Tableau A.13:	Informations générales sur les scénarios marginaux 2035	222
Tableau A.14:	Hypothèses retenues sur les capacités installées	222
Tableau A.15:	Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC	222
Tableau A.16:	Hypothèses retenues sur les prix du CO ₂ et des combustibles	223
Tableau A.17:	Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe	223

Liste des abréviations

A	AC	Alternative Current
	ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
	AES	Association des entreprises électriques suisses
	AIDC	Asset Investment Decision Criteria
	AIDF	Asset Investment Decision Framework
	AIE	Agence internationale de l'énergie
	AIS	Air Insulated Switchgear (appareillage à isolation d'air)
	AT	Autriche
B	BE	Belgique
	BSI	British Standards Institute
C	CA	Conseil d'administration
	CBA	Cost Benefit Analysis
	CCF	Couplage chaleur-force
	CCG	Centrale à cycle combiné gaz
	CCHT	Câbles conducteurs haute température
	CE	Centrale électrique
	CFF	Chemins de fer fédéraux suisses
	CH	Suisse
	CHF	Franc suisse
	CPT	Centrale de pompage-turbinage
	CZ	République tchèque
	D	DACH
dena		Agence de l'énergie allemande
DETEC		Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
DK		Danemark
DP		Délai de préavis
E		E
	EE	Extrêmement élevé
	ElCom	Commission fédérale de l'électricité
	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
	EoL	End of Life
	ER	Énergies renouvelables
	ES	Espagne
	ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
	EUR	Euro
	F	FACTS
FR		France
G	GB	Grande-Bretagne
	GCN	Grid Control Network
	GIS	Gas Insulated Switchgear (appareillage à isolation gazeuse)
	GJ	Gigajoule
	GTC	Grid Transfer Capability
	GT CRDR	Groupe de travail Coordination régionale de développement du réseau
	GT LVS	Groupe de travail Lignes de transport d'électricité et sécurité de l'approvisionnement
	GW	Gigawatt
	GWh	Gigawatt-heure
H	HU	Hongrie
	Hz	Hertz

I	ISO	International Organisation for Standardization
	IT	Italie
	IT	Information Technology
K	KLL	Centrales électriques Linth Limmern
	km	kilomètre
	kV	kilovolt
	KWO	Kraftwerke Oberhasli AG
L	LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
	LOLP	Loss of Load Probability
	LTC	Long Term Contract
	LU	Luxemburg
M	M	moyenne
	m	mille
	MVA	megavoltampère
	MW	mégawatt
N	NL	Pays-Bas
	NO	Norvège
	NPE	Nouvelle politique énergétique
	NPV	Net Present Value
	NTC	Net Transfer Capacity
O	OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
	OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
	OFEN	Office fédéral de l'énergie
	ORARE	Optimisation du réseau avant renforcement avant extension
	OT	On Track
P	PAS	Publicly Available Specification
	PCI	Project of Common Interest
	PINT	Put In One at the Time
	PL	Pologne
	PPA	Planification pluriannuelle
	PPA	«Poursuite de la politique actuelle» (scénario 2050 de l'OFEN)
	PV	Photovoltaïque
R	RPC	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
S	SA	Société anonyme
	SAF	System Adequacy Forecast
	SE	Suède
	SI	Slovénie
	SIA	Société suisse des ingénieurs et des architectes (responsable des normes SIA)
	SO	Scenario Outlook
	SP	Slow Progress
	SRE	Strategie Stromnetze
	STEP	Stations d'épuration
T	TDD	Technical Due Diligence
	TE	Très élevé
	TF	Très faible
	TOOT	Take one out at a time
	TSO	Transmission System Operator
	TWh	Térawattheure
	TYNDP	Ten Year Network Development Plan
U	UIOM	Usines d'incinération des ordures ménagères
V	VDN	Groupement des gestionnaires de réseau auprès de la Fédération Énergie et Eau (BDEW)
W	WEO	World Energy Outlook

Executive Summary

Situation initiale et objectif du «Rapport sur le Réseau stratégique 2025»

Depuis le 3 janvier 2013, conformément à l'article 8 de la LApEI, Swissgrid est devenu propriétaire du réseau de transport suisse et est, à ce titre, responsable de sa planification. Par le passé, ETRANS¹ coordonnait la planification du réseau de manière centralisée avec les propriétaires de réseau de transport de l'époque.

A intervalle régulier, Swissgrid procède à une planification stratégique du réseau de vaste envergure, basée sur différents scénarios d'avenir, pour déterminer le besoin de modification et d'extension du réseau, calculé tant du point de vue du marché que du point de vue de la technique du réseau. Le «Rapport sur le Réseau stratégique 2025» présente en détail et de manière transparente les mesures d'extension du réseau² requises d'ici 2025 et indique la planification des investissements requise pour l'extension et la conservation du réseau jusqu'en 2025.

Entre ces cycles de planification stratégique du réseau, il est annuellement procédé à l'analyse des évolutions pertinentes de la branche et les modifications importantes des hypothèses qui en résultent, dans le cadre de la planification du réseau. Les éventuelles modifications par rapport au «réseau stratégique» existant sont incluses dans la planification pluriannuelle ultérieure et dans la planification à moyen terme de Swissgrid. Le prochain cycle de planification stratégique du réseau est prévu pour 2017; date après laquelle la planification réseau de Swissgrid suivra les exigences définies par la «Stratégie Réseaux électriques» de l'OFEN.

1 Avant la création de Swissgrid, ETRANS faisait office de bureau de coordination du réseau très haute tension. Le 15 décembre 2006, la société ETRANS est devenue Swissgrid.

2 L'extension du réseau prévoit les mesures suivantes: optimisation du réseau, renforcement du réseau et extension du réseau

Procédure de création du «Réseau stratégique 2025»

Dans le cadre du «Rapport sur le Réseau stratégique 2025», Swissgrid a analysé les évolutions à venir du marché de l'électricité sur la base de différentes sources jusqu'en 2035, en Suisse et en Europe, pour les examiner avec des experts internes et externes.

La présente analyse est principalement axée sur l'élaboration d'un réseau optimal du point de vue de la sécurité d'approvisionnement et de l'utilité économique³ pour 2025, en tenant compte des nouveaux projets de raccordement au réseau pour les centrales électriques et les réseaux de distribution. Les scénarios d'avenir possibles ont été modélisés en fonction du marché et du réseau, de manière à identifier et à évaluer les mesures réseau nécessaires. Les mesures relatives au réseau sont évaluées selon la procédure de l'analyse coût-bénéfice multicritères développée par l'ENTSO-E (le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité) et recommandée par l'autorité de régulation européenne ACER.

Les mesures relatives au réseau sont évaluées en fonction de leur avantage économique du point de vue de l'économie nationale suisse, de leur contribution à la sécurité du système et de leur influence sur le paysage et les régions habitées. Les principes techniques majeurs de la planification sont l'exploitation selon le critère de sécurité «n-1» du réseau, ainsi que le principe ORARE (optimisation du réseau avant renforcement et extension), visant à minimiser autant que possible les incidences de la planification du réseau sur l'environnement et le paysage.

Le «Réseau stratégique 2025» ainsi obtenu permet d'éviter ou d'éliminer les principales congestions du réseau, actuelles et à venir⁴, sans investissements inutiles du point de vue du réseau ou de l'économie suisse.

³ La situation actuelle du réseau et la perspective de la mission d'approvisionnement 2035 ont également fait l'objet d'une analyse détaillée.

⁴ En fonction des hypothèses environnementales des scénarios considérés.

Résultats de la planification technique du «Réseau stratégique 2025»

Le «Réseau stratégique 2025» compte neuf mesures d'extension du réseau évaluées par Swissgrid (projets 1 à 9), ainsi que quatre projets juridiquement motivés (J1 à J4):

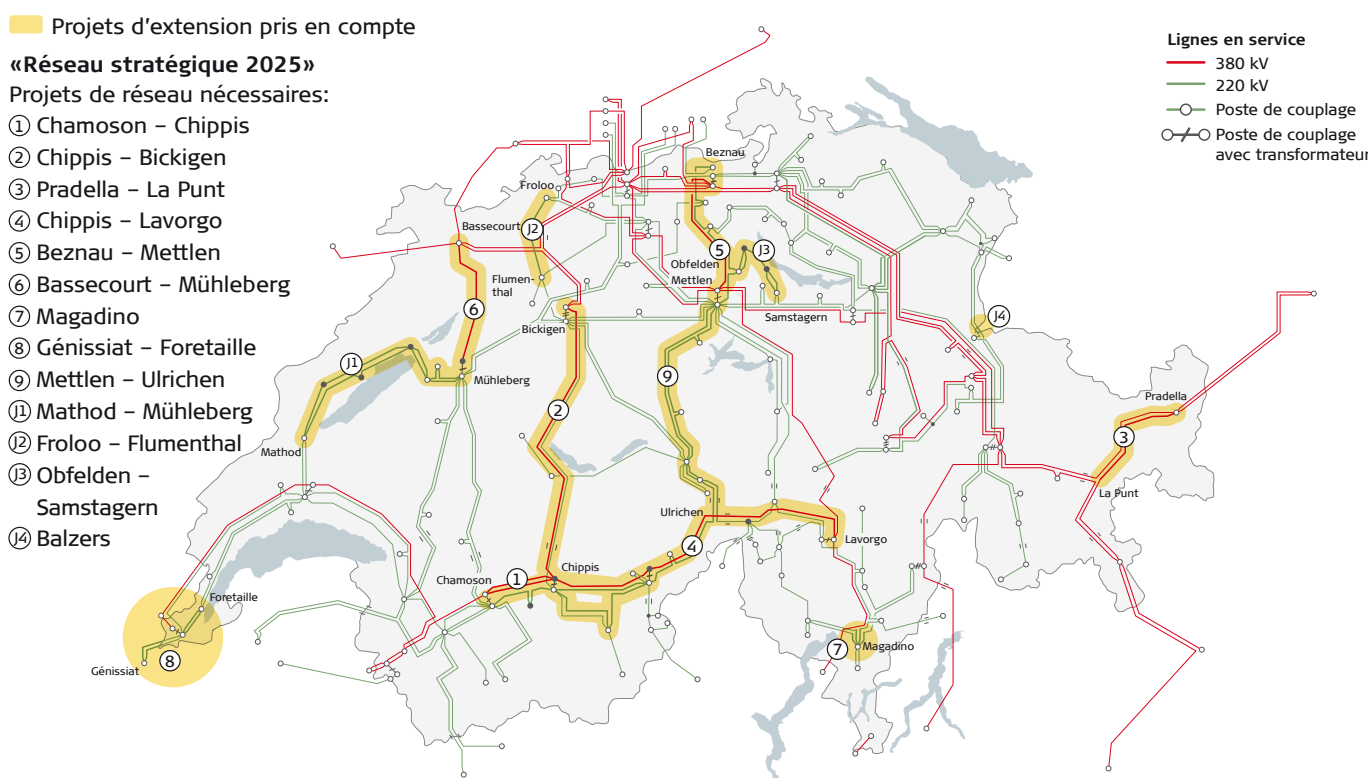


Illustration 0.1: Présentation du «Réseau stratégique 2025»

Sauf indication contraire, les indications kilométriques utilisées dans le Rapport sont toujours basées sur les kilomètres de ligne. Elles ne sont donc pas directement comparables aux 6700 kilomètres de conducteur généralement connus pour la longueur du réseau de transport suisse. Pour faciliter la comparaison, les kilomètres de conducteur pouvant mener à une extension de la longueur totale du réseau Swissgrid seront ajoutés entre parenthèses dans le cas des extensions du réseau.

Pour réaliser le «Réseau stratégique 2025», pas moins de 280 kilomètres de ligne du réseau de transport seront aménagés et 245 kilomètres de nouvelles lignes construits. Les neuf projets motivés par Swissgrid (hors projets juridiquement motivés) se répartissent selon le principe ORARE de la manière suivante:

- » Optimisation du réseau de transport: 193 km;
- » Renforcement du réseau de transport: 87 km;
- » Extension du réseau de transport: 245 km (448 kilomètres de conducteur).

Outre les projets créés par la planification réseau de Swissgrid, 125 km de nouvelles lignes sont prévus pour renforcer le réseau de distribution, dans le cadre de l'extension

du réseau. L'extension totale du réseau de 370 km est entièrement compensée par le démantèlement de 270 km (485 kilomètres de conducteur) du réseau de transport, et de 145 km (211 kilomètres de lignes) du réseau de distribution (démantèlement de lignes avec des niveaux de tension inférieurs). La réalisation du «Réseau stratégique 2025» peut ainsi se faire sans augmentation nette du nombre de kilomètres de ligne et de conducteur sur le réseau d'électricité suisse actuel⁵.

Tableau 0.1: Augmentation nette du nombre de kilomètres de ligne dans le «Réseau stratégique 2025»

«Réseau stratégique 2025»	Extension	Renonciam- tion à une extension	Démantèle- ment	Km nets	Extension évitée comprise
Total ajouts dans le RT	+370 km		-270 km	+100 km	100 km
Projets motivés par Swissgrid	(+245 km)				
Projets juridiquement motivés (réseau de distribution)	(+125 km)				
Projets RT non confirmés du «Réseau stratégique 2015»		-291 km			-291 km
Réseau de distribution et réseau CFF (en km)			-145 km	-145 km	-145 km
Total	+370 km	-291 km	-415 km	-45 km	-336 km

Selon Swissgrid, les 13 projets rattachés présentent jusqu'en 2025 une utilité technique et économique, quelle que soit l'évolution du marché et de la branche. Le «Réseau stratégique 2025» comprend non seulement des projets présentant un avantage monétaire dans les scénarios envisagés pour 2025, mais également des projets nécessaires du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, même si ceux-ci ne présentent pas de valeur actuelle nette positive. Ce projet élimine l'ensemble des congestions existantes.

Le «Réseau stratégique 2025» fait également preuve de résilience dans le cadre des quatre scénarios calculés pour 2035. Neuf projets et 3 projets de raccordement au réseau de distribution se sont même confirmés dans les scénarios marginaux «Stagnancy» et «Sun». Nous sommes donc certains que ces projets sont justifiés d'un point de vue technologique à long terme également. Selon le scénario envisagé, d'autres projets d'extension seront par ailleurs nécessaires en 2035. Ceux-ci seront intégrés aux planifications du réseau à venir, en fonction de l'évolution des conditions pertinentes au cours des prochaines années.

Au final, le «Réseau stratégique 2025» présente également nettement moins de projets et de kilomètres de réseau que le «Réseau stratégique 2015»: huit projets du «Réseau stratégique 2015» ne sont pas confirmés, soit un total de près de 300 km. Par contre, le «Réseau stratégique 2025» compte trois lignes supplémentaires, d'une longueur totale de près de 60 km⁶. Si les projets abandonnés soulagent principalement le Mittelland, la Suisse centrale et le Tessin, les nouveaux projets touchent tout de même la Suisse centrale et le Tessin «Mettlen - Innertkirchen» (tronçon du projet «Mettlen - Ulrichen») et «Magadino».

⁵ Cela vaut au moins pour les 9 projets résultant de la planification du réseau Swissgrid. Les projets juridiquement motivés de raccordement au réseau de distribution entraînent une légère augmentation du nombre de kilomètres de ligne et de fil du réseau de distribution.

⁶ Les trois projets de raccordement au réseau de distribution intégrés au «Réseau stratégique 2025» sur la base des demandes de raccordement déposées avant fin novembre 2014 faisaient tous partie du «Réseau stratégique 2015». Le projet de déplacement du tracé Balzers étant en phase de démarrage, le nombre de kilomètres supplémentaires éventuellement nécessaires dans ce contexte sur le réseau suisse n'est pas encore connu.

Outre les mesures d'extension du réseau mentionnées ci-dessus sur le sol helvétique, trois autres projets touchant le réseau suisse sont actuellement discutés au niveau européen⁷ («Mettlen-Verderio», «San Giacomo», «Interconnexion lac de Constance»).

Swissgrid a examiné lesdits «Projects of Common Interest (PCI)» dans le cadre de sa planification actuelle du réseau. Selon ces analyses, ces projets ne sont pas techniquement ou économiquement nécessaires pour la Suisse d'ici 2025. Dans ce cas, l'Union européenne prévoit un équilibrage de charge entre les pays supportant une partie significative des coûts et les pays tirant le plus d'avantages de ces projets⁸. Sous réserve de ce principe de répartition des coûts, Swissgrid poursuivra activement les PCI dans le cadre de la planification du réseau paneuropéen, sans toutefois les intégrer au «Réseau stratégique 2025» tant qu'ils ne se seront pas concrétisés.

Sans son présent rapport, Swissgrid définit en toute conscience un réseau axé sur les besoins d'aujourd'hui et des 10 années à venir. Elle vise à éliminer les congestions actuelles et attendues d'ici 2025. Cette approche diffère de planifications du réseau antérieures en ce sens qu'il ne s'agit plus, ici, d'une réaction préventive à des besoins à venir possibles. L'approche actuelle axée sur les dix prochaines années signifie d'une part que la construction se fera en fonction des besoins (et donc aussi efficacement que possible du point de vue des coûts), et d'autre part qu'il n'y aura pas de «jeu» pour d'éventuels retards dans la mise en œuvre des mesures identifiées. C'est la raison pour laquelle Swissgrid accorde une grande importance au raccourcissement de la procédure d'autorisation à un maximum de 6 ans, discuté dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, de la «Stratégie Réseaux électriques» et du Conseil Réseaux énergétiques. Si celui-ci ne devait pas aboutir, Swissgrid se réserve le droit de redimensionner à long terme le réseau, sur la base du réseau technique pour 2035.

Besoins financiers liés au «Réseau stratégique 2025» et à la conservation nécessaire du réseau d'ici 2025

Les investissements nécessaires pour la réalisation du «Réseau stratégique 2025» se chiffrent à 2,46 milliards de francs. Ces coûts comprennent les projets en cours de réalisation du réseau initial et des investissements liés à la conservation du réseau d'ici 2025. Grâce à l'abandon de divers projets contenus dans le «Réseau stratégique 2015», les investissements imputés aux projets d'extension sont moins importants qu'initialement prévu pour 2035 dans le «Message relatif au premier paquet de mesures»⁹. Si ce dernier ne mentionne que des investissements attendus pour l'extension du réseau (entre 2,2 et 2,55 milliards de francs d'ici 2035), les coûts liés à la maintenance d'ici 2025 (ainsi que les frais d'investissement proportionnels des «mesures à l'étude») représentent un bon milliard de francs sur 2,46 milliards au total.

À noter que Swissgrid calcule toujours les coûts présentés sur la base de la technologie des lignes aériennes, moins onéreuse. Si des câblages (partiels) ou des mesures

⁷ Dans le cadre du programme d'amélioration de l'infrastructure transeuropéenne (TEN-E) et du Règlement européen 347/2013, des projets dits d'intérêt européen commun (Projects of Common Interest, PCI) ont été développés.

⁸ voir Règlement UE 347/2013.

⁹ Office fédéral de l'énergie (2013). Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie).

compensatoires imprévues jusqu'ici devaient s'avérer nécessaires dans le cadre de la procédure d'autorisation, les coûts d'investissement augmenteraient en conséquence.

Étant donné que les simulations pour 2035 ne prévoient aucune autre extension massive du réseau, le besoin en matière d'investissement dans le cadre de l'extension du réseau (basés sur les lignes aériennes) devrait plutôt se situer aux alentours de 1,6 à 1,8 milliard de francs pour le réseau de transport d'ici 2035. Si l'on tient cependant compte d'une certaine part de câblage, ce montant pourrait toutefois se situer à nouveau dans la fourchette prévue dans le «Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050», soit entre 2,2 et 2,55 milliards de francs. Les résultats disponibles ne permettent pas d'estimer les coûts à long terme jusqu'en 2050.

Concernant la réalisation du «Réseau stratégique 2025» présenté ci-dessus, Swissgrid prévoit des investissements liés au réseau pour un montant total d'environ 2,26 milliards de francs au cours des dix prochaines années. Ces coûts comprennent également les investissements dans la réalisation des projets du réseau initial et dans la conservation du réseau jusqu'en 2025:

- » Environ 1,25 milliard de francs pour les «mesures à l'étude». Se chiffrant à environ 886 millions de francs, les investissements dans les lignes sont plus de deux fois plus élevés que les investissements dans les sous-stations (se montant à environ 266 millions de francs).
- » Environ 130 millions de francs pour les mesures d'extension du réseau. Celles-ci comprennent essentiellement de nouvelles sous-stations (environ 114 millions de francs), ainsi qu'une part des coûts d'investissement dans les nouvelles lignes «Génissiat – Foretaille» et le projet de «déplacement du tracé Balzers». En raison des phases de planification plus longues, le gros des frais du dernier projet (24 millions de francs) devrait être généré en dehors de l'horizon de planification.
- » Environ 875 millions de francs pour la conservation du réseau. Ces investissements se répartissent comme suit:
 - » Environ 442 millions de francs pour le remplacement du réseau (principalement le remplacement du réseau de sous-stations);
 - » Environ 228 millions de francs pour la maintenance (soit 21 millions de francs p.a.);
 - » Environ 131 millions de francs pour le renouvellement des servitudes (soit 12 millions de francs p.a.);

Étant donné le «statut d'avancement de la mise en œuvre», notamment dû au retard dans la procédure d'autorisation observé ces dernières années, l'activité accrue d'investissement prévue entre 2015 et 2017 se chiffre entre 260 et 360 millions de francs p.a. Par la suite, les investissements se chiffreront jusqu'en 2025 à 150 à 200 millions de francs par an.

1. Introduction

1.1. Situation initiale et objectif de la planification stratégique du réseau

Depuis le 3 janvier 2013, conformément à l'article 8 de la LApEI, Swissgrid est devenu propriétaire du réseau de transport suisse et, à ce titre, responsable de sa planification. Par le passé, ETRANS¹ coordonnait la planification du réseau de manière centralisée avec les propriétaires de réseau de transport de l'époque.

En vertu de l'article 8 al. 2 de la LApEI, les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir des plans pluriannuels de développement de l'infrastructure du réseau. Ainsi, un réseau sûr, performant et efficace permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement à moyen ou à long terme. La Commission fédérale de l'électricité (Elcom) surveille l'état du réseau, l'équilibre régional des investissements et veille à ce que les plans pluriannuels des gestionnaires de réseau soient conformes aux objectifs.

Pour effectuer des prévisions à long terme, Swissgrid établit périodiquement une planification stratégique du réseau, laquelle estime et évalue les besoins de transformation et d'extension futurs du réseau sur la base de différents scénarios d'avenir, de critères commerciaux et techniques.

Le présent rapport sur le «réseau stratégique 2025» vise à:

- » exposer, de manière détaillée et transparente, les mesures requises pour le développement du réseau ² jusqu'en 2025, et
- » fournir le calendrier des investissements nécessaires à l'extension et à la conservation du réseau.

Entre les cycles de planification stratégique, il est annuellement procédé à l'analyse des évolutions pertinentes du marché et des technologies à des fins de planification du réseau. Puis, partant de là, les changements significatifs à porter aux hypothèses envisagées jusqu'alors sont évalués. Les éventuelles modifications par rapport au «réseau

¹ Avant la création de Swissgrid, ETRANS faisait office de bureau de coordination du réseau très haute tension. Le 15 décembre 2006, la société ETRANS est devenue Swissgrid.

² L'extension du réseau prévoit les mesures suivantes: optimisation du réseau, renforcement du réseau et extension du réseau

stratégique» existant sont incluses dans la planification pluriannuelle ultérieure et dans la planification à moyen terme de Swissgrid. Le prochain cycle de planification stratégique du réseau est prévu pour 2017; les cycles suivants sont fonction des exigences définies par la «Stratégie Réseaux électriques»³.

1.2. Conditions-cadres de la planification du réseau

Diverses conditions-cadres ont été prises en considération pour élaborer le réseau stratégique. Elles incluent des fondements juridiques, des prescriptions politiques et tiennent compte des évolutions à l'échelle nationale et internationale.

1.2.1. Fondements juridiques

Différentes dispositions légales prévues par la Constitution, les lois et les ordonnances régissent la réalisation de nouvelles installations ainsi que la transformation, l'extension, le fonctionnement et l'entretien des installations d'approvisionnement énergétique existantes. Lors de ses planifications, Swissgrid se conforme aux dispositions légales pertinentes. Outre les lois sur l'énergie, les installations électriques, l'aménagement du territoire, la protection de l'environnement, de la nature et du paysage, la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) sont déterminantes pour Swissgrid qui agit en qualité d'exploitante du réseau de transport suisse.

1.2.2. Suivi des prescriptions politiques

Compte tenu de l'importance capitale des réseaux électriques pour l'économie suisse, la Confédération redéfinit à présent les conditions-cadres et les processus nécessaires au développement du réseau en temps opportun et en réponse aux besoins, et ce dans le cadre du concept détaillé «Stratégie Réseaux électriques» (SRE) fondé sur la Stratégie énergétique 2050. Un processus de planification du réseau est notamment proposé dans lequel l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) est désormais chargé d'établir un scénario-cadre. Celui-ci doit être approuvé par le Conseil fédéral suite à une consultation publique et sert de base aux planifications pluriannuelles suivantes des gestionnaires de réseau.

En outre, la SRE intègre différentes lignes directrices se rapportant aux fonctionnalités indispensables des réseaux électriques. Même si les lignes directrices et processus indiqués dans la SRE ne revêtent pas encore une forme officielle contraignante à la date de publication de ce rapport, Swissgrid s'efforce déjà de prendre activement en compte les prochaines conditions-cadres envisagées. Swissgrid observe dès à présent nombre de leurs objectifs et principes lors de sa planification stratégique:

» Approvisionnement domestique

Les gestionnaires de réseau assurent par leur planification que les réseaux 50 Hz suisses garantissent l'approvisionnement des consommateurs suisses en tout temps, de manière suffisante et sûre.

³ Le projet concernant la Stratégie Réseaux électriques sera probablement soumis au Parlement suisse en 2016. Il ne revêt aucun caractère contraignant en matière de droit formel pour ce qui a trait à la planification actuelle de réseau. Néanmoins, il convient de s'orienter vers les principes directeurs fondamentaux du concept détaillé lors de la planification actuelle de réseau, d'autant plus que les conditions-cadres définies dans les bases légales actuelles laissent une certaine marge de manœuvre.

Le transport de l'électricité produite en Suisse doit être assuré en temps opportun, en réponse aux besoins et dans les limites du principe de proportionnalité.

» **Transport de la production suisse**

Le transport de l'électricité produite en Suisse doit être assuré en temps opportun, en réponse aux besoins et dans les limites du principe de proportionnalité.

» **Raccordement international**

La société nationale du réseau de transport garantit que le réseau suisse de transport bénéficie d'une interconnexion suffisante à l'échelle internationale pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et du système et permettre les échanges transfrontaliers d'électricité.

» **Coordination des acteurs pour l'identification des besoins**

La société nationale du réseau de transport coordonne la planification du réseau de transport et l'identification des besoins y afférents avec la planification des gestionnaires de réseau de distribution de niveau 2 et 3. La coordination se déroule au plan régional entre la société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution concernés, les cantons, les CFF (en particulier en lien avec leur réseau de transport à la tension de 132 kV et avec les convertisseurs de fréquence) et les producteurs d'électricité.

» **Interprétation des intérêts pour les projets de réseaux de transport (niveau 1)**

L'évaluation des variantes de corridor pour le niveau de réseau 1 comprend une interprétation étendue des intérêts qui tient compte des conséquences pour l'homme, le territoire et l'environnement, des aspects techniques et des considérations économiques. Cette interprétation forme la base de la pesée des intérêts nécessaire à la prise de décision finale pour la détermination du corridor.

» **Participation, information et communication**

Lors de la planification des réseaux électriques en Suisse, il est indispensable de garantir la prise en compte de la population dans la procédure ainsi qu'une information et une communication étendues par l'ensemble des acteurs. Les processus et exigences nécessaires sont documentés et communiqués de manière transparente.

» **Optimiser le réseau avant de le renforcer ou de le développer**

Pour une extension du réseau en réponse aux besoins, les gestionnaires de réseau tiennent compte du principe ORARE (optimisation du réseau avant renforcement et extension)⁴.

» **Neutralité technologique**

Dans le cadre de la planification stratégique du réseau, les projets de lignes électriques sont considérés comme technologiquement neutres, à savoir qu'aucune discrimination n'est établie entre lignes aériennes et câblage. Le choix d'une technologie s'effectue dans le cadre de la planification et de la réalisation d'un projet concret, sur la base d'études comparatives, lors de la procédure d'approbation des

⁴ e reporter au chapitre 3.1 pour une explication plus exhaustive du principe ORARE.

plans. Lorsque le choix d'une technologie (lignes aériennes ou câblage) est dicté par des exigences légales, les coûts prévisionnels y afférents sont indiqués dans la planification. Pour les projets en phase initiale de planification, les coûts prévisionnels sont fixés par défaut sur la base d'une ligne aérienne. Ceci se justifie par le fait que ses coûts sont en général inférieurs.

- » à ceux du câblage et, contrairement aux coûts du câblage qui varient fortement, on dispose de valeurs empiriques concrètes et fiables pour la planification (coûts par kilomètre de ligne pour 220 kV et 380 kV). Si les autorités responsables retiennent un câblage pour des projets du «réseau stratégique 2025», les coûts connexes seront ajustés en conséquence dans la planification pluriannuelle suivante.

1.2.3. Stratégie à long terme de Swissgrid en matière de réseau

Le réseau de transport actuel se compose de plus de deux tiers (au total 4918 km) de circuits 220 kV et de près d'un tiers (1780 km) de circuits 380 kV reliés à 18 transformateurs de couplage.

Les fonctions essentielles du niveau 380 kV sont:

- » le transport sur de longues distances et l'interconnexion avec les pays étrangers;
- » l'injection et le prélèvement d'énergie dans les grandes centrales, y compris les centrales de pompage (d'une puissance supérieure à env. 500 MW).

Les fonctions essentielles du niveau 220 kV sont:

- » la connexion/l'approvisionnement régional des principaux sites de production et centres de consommation;
- » l'injection et le prélèvement d'énergie dans les centrales de moyenne envergure, y compris les centrales de pompage (d'une puissance supérieure à env. 200 MW et inférieure à env. 500 MW).

Structure du réseau 380 kV – La structure du réseau de 380 kV doit être adaptée aux besoins futurs, ne serait-ce qu'en raison des différentes centrales hydrauliques de grandes puissances dont la réalisation est prévue dans les Alpes. Le réseau de transport existant doit non seulement intégrer ces puissances, mais également subvenir à la capacité d'échanges transfrontaliers. Par ailleurs, de grandes quantités d'énergie éolienne volatile sont déjà produites dans les pays voisins.

La demande attendue de la part des acteurs du marché d'accroître les capacités du réseau et ainsi sa performance via les centrales à accumulation représente autant de sollicitations nouvelles pour l'infrastructure à long terme du réseau suisse. Ceci vaut également pour le développement escompté des marchés transfrontaliers de prestations de services système, car il nécessite d'augmenter les capacités pour permettre les exportations et les importations. Outre son rôle pour le transit et la production, le niveau 380 kV constitue l'épine dorsale de l'approvisionnement électrique suisse. En d'autres termes, les redondances nécessaires doivent être assurées sur le réseau de 380 kV.

Structure du réseau 220 kV – Ce niveau de tension peut être utilisé de manière optimale pour l'approvisionnement régional en raison de son degré de maillage élevé; ceci signifie qu'il est possible de construire des sous-réseaux d'approvisionnement et des réseaux de transport de production fermés. Le désenchevêtrement et la réaffectation

(vers une exploitation de tension inférieure) du réseau de 220 kV permettent d'optimiser la structure du réseau.

Étant entendu que le développement futur du niveau de 220 kV ne doit ni être axé sur la structure d'approvisionnement et de production régionale ni représenter une redondance pour le réseau de 380 kV:

- » le réseau de 220 kV (mais aussi les réseaux maillés régionaux) ne doit pas limiter l'aptitude au transport du réseau de 380 kV;
- » une quantité supplémentaire de transformateurs de couplage doit assurer la connexion du réseau de 220 kV au backbone de 380 kV⁵;
- » une topologie optimisée du réseau de 220 kV permet d'éviter des connexions parallèles critiques vers les connexions de 380 kV.

En résumé, le niveau de 380 kV doit poursuivre son maillage afin de ne pas compter sur une redondance qui serait assurée par le niveau de 220 kV. Pour sa part, le niveau de 220 kV doit être désenchevêtré et ainsi raccordé au niveau de 380 kV par des transformateurs afin

- » qu'aucun flux de charge n'apparaisse sur de longues distances sur le réseau de 220 kV (les sous-réseaux de 220 kV);
- » que le transport des injections de 220 kV dans le réseau de 380 kV soit garanti; et
- » que l'approvisionnement des charges de 220 kV depuis le réseau de 380 kV soit assuré.

5 Les transformations et extensions des sous-stations sont plus simples à réaliser que les nouveaux tracés.

1.3. Remarque préalable sur la planification du réseau

Sur la base des prescriptions politiques, Swissgrid a pour objectif d'exploiter un réseau qui, à la fois, garantit l'approvisionnement et se veut efficace et optimisé sur le plan économique. Le réseau actuel ainsi que le «réseau stratégique 2015» adopté par le Conseil fédéral en 2009 constituent le point de départ de la planification. Partant des évolutions futures possibles, Swissgrid évalue de manière périodique la nécessité des mesures d'extension du réseau programmées et identifie les éventuels ajustements au travers de sa planification stratégique du réseau.

» **Scénarios-cadres pour la planification de réseau** – Dans l'attente de la prise d'effet de la «Stratégie Réseaux électriques» figurant au point 1.2.2, il n'existe pas d'exigences claires quant à des hypothèses de marché pertinentes pour la planification de réseau. Swissgrid, société nationale du réseau de transport, ne se prévaut pas de mieux connaître le futur développement énergétique suisse et européen que les experts nationaux ou internationaux. Ainsi, sa planification repose autant que possible sur des exigences et des sources nationales et internationales officielles. En sus des congestions actuelles, nous prenons notamment en compte les éléments suivants issus de la Confédération, du secteur de l'électricité et des gestionnaires de réseau européens pour 2025:

- » les scénarios énergétiques pour la Suisse d'ici 2050 publiés par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN);
 - » les planifications des gestionnaires de centrale et de réseau de distribution en Suisse;
 - » les scénarios du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E ou ENTSO-E en anglais) proposés dans le cadre du plan de développement du réseau européen;
 - » les plans nationaux de développement établis par les gestionnaires de réseau des pays européens voisins;
 - » les discussions qui ont lieu à l'échelon européen autour desdits projets d'intérêt commun (PCI);
 - » les perspectives énergétiques mondiales formulées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE); et
 - » nos propres hypothèses visant à évaluer l'éventail de scénarios à long terme le plus large possible.
- » **Facteurs d'influence retenus pour la planification** – Le réseau de transport suisse se situe dans une zone de tensions générées par divers facteurs externes sur lesquels Swissgrid a peu d'influence, voire aucune. Il s'agit notamment de la stratégie énergétique de la Confédération et des pays européens voisins, de la gestion des centrales, de l'échange d'énergie avec l'Europe ou du développement des technologies. La technique du scénario permet d'examiner une partie de ces facteurs d'influence incertains et d'anticiper l'évolution possible des marchés de l'énergie. Swissgrid n'utilise volontairement pas les scénarios qui envisagent des évolutions fortement disruptives de l'approvisionnement énergétique ou supposent de profonds changements d'orientation de la politique énergétique, car ils apparaissent peu crédibles. À plus long terme, un entonnoir à scénarios introduisant deux scénarios marginaux supplémentaires a été prévu pour 2035. Ce procédé permet d'identifier les principaux moteurs de l'extension du réseau et ainsi de réagir rapidement aux évolutions politiques et économiques. Par ailleurs, les tests de résistance et les analyses de sensibilité approfondis permettent de représenter des situations extrêmes pertinentes en fonction des réseaux.

- » **Examen régulier des scénarios** – Au vu des incertitudes mentionnées pesant sur le système énergétique suisse et européen et de la consultation toujours en cours sur la Stratégie énergétique suisse 2050, la planification existante sera réexaminée en 2017. Il sera ainsi possible de réagir aux évolutions du réseau de transport en temps utile. Toutefois, cela présuppose des procédures d'approbation rapides.
- » **Coopération et consultation avec les parties prenantes** – La fourniture d'une infrastructure de réseau optimale et durable dépend largement de la manière dont évolue l'approvisionnement énergétique régional, notamment en termes de production et de consommation. Dans ce contexte, la question est également de savoir à quel point les niveaux de réseaux inférieurs dépendront encore du réseau de transport pour leur approvisionnement et comment coordonner la production et le développement du réseau internationaux⁶. Swissgrid cherche à collaborer activement avec les acteurs des cantons et des communes, à savoir avec les autorités et les fournisseurs d'énergie compétents afin de faire correspondre le plus possible leurs hypothèses avec l'évolution réelle du marché suisse de l'électricité. Avec ses hypothèses de planification transparentes figurant dans le «rapport sur le réseau stratégique 2025», Swissgrid jette les bases d'un débat objectif sur une infrastructure de réseau adaptée aux besoins, et réunissant toutes les parties prenantes concernées. Ainsi, cette démarche garantit une future adéquation judicieuse de l'évolution de la production et de l'extension du réseau, et donc le développement d'une infrastructure de réseau correspondant aux exigences régionales.
- » **Procédures d'autorisation accélérées, une condition requise** – Au regard de la durée actuelle des procédures qui s'étale sur un minimum de 10 ans et souvent bien au-delà de 15 ans, la période de planification de 10 ans prévue ne suffirait pas pour mener à bien les projets nécessaires d'ici 2025. Par conséquent, la planification du réseau de transport actuel, efficace et axé sur les besoins, est soumise à une condition préalable: la durée normale d'une procédure d'autorisation que visent tant la Confédération que Swissgrid ne doit pas dépasser six ans.

Dans sa planification de réseau, la société Swissgrid part de l'hypothèse que, dans l'attente de la prise d'effet de la Stratégie Réseaux électriques, la Confédération et les cantons s'engagent avec elle à mettre en œuvre rapidement les projets requis pour 2025. En outre, il doit être garanti que les projets d'extension en cours, temporairement stoppés en raison d'une évaluation actuelle, seront, en cas de besoin, relancés ultérieurement et sans perte de temps. Si ces hypothèses ne recevaient pas d'appui ou ne pouvaient pas se concrétiser, Swissgrid se réserve le droit d'ajouter a posteriori des projets supplémentaires dans le «réseau stratégique 2025» ou des planifications de réseau futures, et ce pour la bonne exécution de ses missions d'approvisionnement à long terme.

La planification existante du réseau effectuée par Swissgrid sert de base à une discussion constructive sur l'infrastructure d'avenir du réseau suisse. Les contributions respectives des autorités, de la branche politique, énergétique et scientifique sont les bienvenues pour les futurs cycles de planification.

⁶ En accord avec la DSV (l'association faîtière des gestionnaires suisses des réseaux de distribution), Swissgrid s'est efforcé, au cours du cycle de planification actuel, d'obtenir des hypothèses «bottom-up» concernant les futurs mix de production et de consommation décentralisés. Toutefois, les entreprises organisées au sein de la DSV ont malheureusement été dans l'impossibilité de fournir les éléments dans le délai imparti.

1.4. Classement de la méthodologie dans un contexte européen

Lors de sa planification pluriannuelle, Swissgrid applique les méthodes les plus modernes et utilise des outils reconnus à l'échelle internationale. L'un des premiers gestionnaires de réseau en Europe, Swissgrid met non seulement l'accent sur les critères techniques, mais également sur le bénéfice économique des mesures envisagées pour le «Réseau stratégique 2025». Si on compare les techniques et les outils utilisés par Swissgrid pour la simulation de marché ou de réseau avec ceux des autres gestionnaires de réseau de transport européens, sa planification de réseau transparente, mais également sophistiquée, apparaît comme avant-gardiste:

- » **Horizon temporel** – Pour son analyse, Swissgrid choisit deux années de référence (2025 et 2035). La même procédure existe, par exemple, en Allemagne, en Autriche et en France.
- » **La technique des scénarios** – Swissgrid envisage deux scénarios pour l'année 2025 et quatre scénarios pour l'année 2035. Ce processus va au-delà des recommandations du REGRT-E (2+2 scénarios) et de ce qui est pratiqué par les autres gestionnaires de réseau de transport européens. Par exemple, les gestionnaires allemands de réseau de transport élaborent trois scénarios pour la première année de référence et un scénario pour la seconde.
- » **Outil de simulation du marché** – Swissgrid utilise l'outil «PowrSym». Il a notamment aussi été employé par TenneT et par le REGRT-E pour le TYNDP 2012 et 2014. Il est de nouveau utilisé pour le TYNDP 2016 conjointement avec d'autres outils.
- » **Outil de simulation du réseau** – Swissgrid utilise l'outil de simulation ISPEN/IPFA. La société est la seule gestionnaire à employer cet outil. Elle est ainsi l'unique exploitante du réseau de transport capable de prévoir un modèle de courant alternatif et des défaillances n-1 chaque heure de l'année. Grâce à cet outil de planification, Swissgrid occupe un rôle majeur dans la simulation de réseau au sein du REGRT-E.
- » **Analyse coût-bénéfice multicritères** – En dehors de Fingrid en Finlande, d'Energinet. DK au Danemark et du REGRT-E dans son Ten Year Network Development Plan (TYNDP)⁷, Swissgrid est l'un des premiers gestionnaires de réseau de transport à effectuer une analyse coût-bénéfice complète pour tous les projets planifiés et à publier les résultats de manière exhaustive. D'autres gestionnaires de réseau tels que RTE en France, APG en Autriche ou TenneT DE, Amprion, 50-Hertz et TransnetBW en Allemagne, ont jusqu'ici renoncé à procéder à une quantification coût-bénéfice des projets de réseaux dans une perspective économique. En revanche, ils tiennent compte pour partie de critères qualitatifs, tels que la Security of Supply⁸ ou les quantités épargnées de redispatching⁹ pour évaluer un projet.

⁷ Le REGRT-E présente les bénéfices économiques et les coûts séparément et ne les compare pas de manière explicite.

⁸ Par Security of Supply, on entend sécurité d'approvisionnement verticale.

⁹ Se reporter au chapitre 2.2.3 pour connaître la définition de redispatching.

1.5. Structure du rapport

Le présent rapport s'articule comme suit:

- » Le **chapitre 2** fait état de la situation de charge actuelle du réseau et indique les zones de congestions structurelles dans le réseau suisse à très haute tension.
- » Le **chapitre 3** présente la démarche qui permet de déterminer la situation future de charge du réseau ainsi que les critères servant à évaluer les nécessaires extensions de réseau qui en découlent.
- » La situation future de charge du réseau est fondée sur diverses hypothèses de scénarios, lesquelles représentent les incertitudes quant à l'évolution future des conditions-cadres planifiées. Le **chapitre 4** dépeint de manière détaillée les hypothèses de scénarios.
- » Les **chapitres 5.1 et 5.2** se consacrent, respectivement pour les années de référence 2025 et 2035, à l'intervention des centrales en référence à la simulation du marché, à l'échange de l'énergie avec les pays voisins de la Suisse et aux coûts marginaux de la production d'électricité.
- » Les résultats de la simulation du marché permettent d'identifier les exigences envers le réseau futur et d'élaborer un réseau en fonction du principe ORARE. La démarche et les résultats de ce processus figurent dans les **chapitres 5.3 et 5.4**.
- » La méthodologie de l'analyse coût-bénéfice multicritères est introduite au **chapitre 6**. Les paramètres et les hypothèses utilisés dans le cadre de cette analyse sont présentés de manière transparente.
- » Dans le **chapitre 7**, les mesures concernant le réseau, identifiées à partir d'analyses techniques, sont évaluées en fonction de différents critères économiques, techniques et sociaux.
- » Sur la base de cette évaluation, le «réseau stratégique 2025», motivé, est précisé dans le **chapitre 8**.
- » Cela étant, les besoins en investissement requis pour l'extension et la conservation du réseau entre 2015 et 2025 sont définis au **chapitre 9**. Dans ce contexte, on distingue les projets en cours (qui englobent, pour la plupart, des mesures de conservation et d'extension du réseau), les extensions du réseau supplémentaires programmées et les mesures de conservation du réseau jusqu'en 2025.

2. Situation actuelle du réseau

► **En bref:**

Malgré le retard important observé dans le développement des infrastructures, Swissgrid exploite depuis plusieurs années déjà le réseau de distribution suisse de manière sûre et presque ininterrompue, en étroite collaboration avec les exploitants du réseau de distribution suisses et des réseaux de transport voisins.

Pour y parvenir, elle met d'importants moyens en œuvre au niveau de la planification et de l'exploitation du réseau, car le réseau atteint régulièrement «ses limites» – notamment dans des situations typiques de charge, en cas de production importante des accumulateurs et d'exportation pendant les mois d'été (région alpine), et en période d'importation intense des pays de la région «DACH» (France, Allemagne, Autriche) dans le Mittelland, la région de Genève et la région Nord-Est de la Suisse.

Les moteurs importants de ces situations tendues sont l'injection ponctuelle à partir des grandes centrales, ainsi que les flux de courant internationaux qui transitent par la Suisse. Une répartition régionale de la demande en électricité accrue est ne pose pas de problème au niveau du réseau.

Le point de départ de la planification «Réseau stratégique 2025» est la situation actuelle du réseau. Celle-ci découle de l'analyse des charges actuelles pesant sur les moyens d'exploitation (lignes et transformateurs du niveau de réseau 1), des mesures d'exploitation actuellement connues, ainsi que d'autres analyses de sensibilité. Nous présenterons d'abord l'état actuel de l'extension du «Réseau stratégique 2015»

2.1. État de l'extension du «Réseau stratégique 2015»

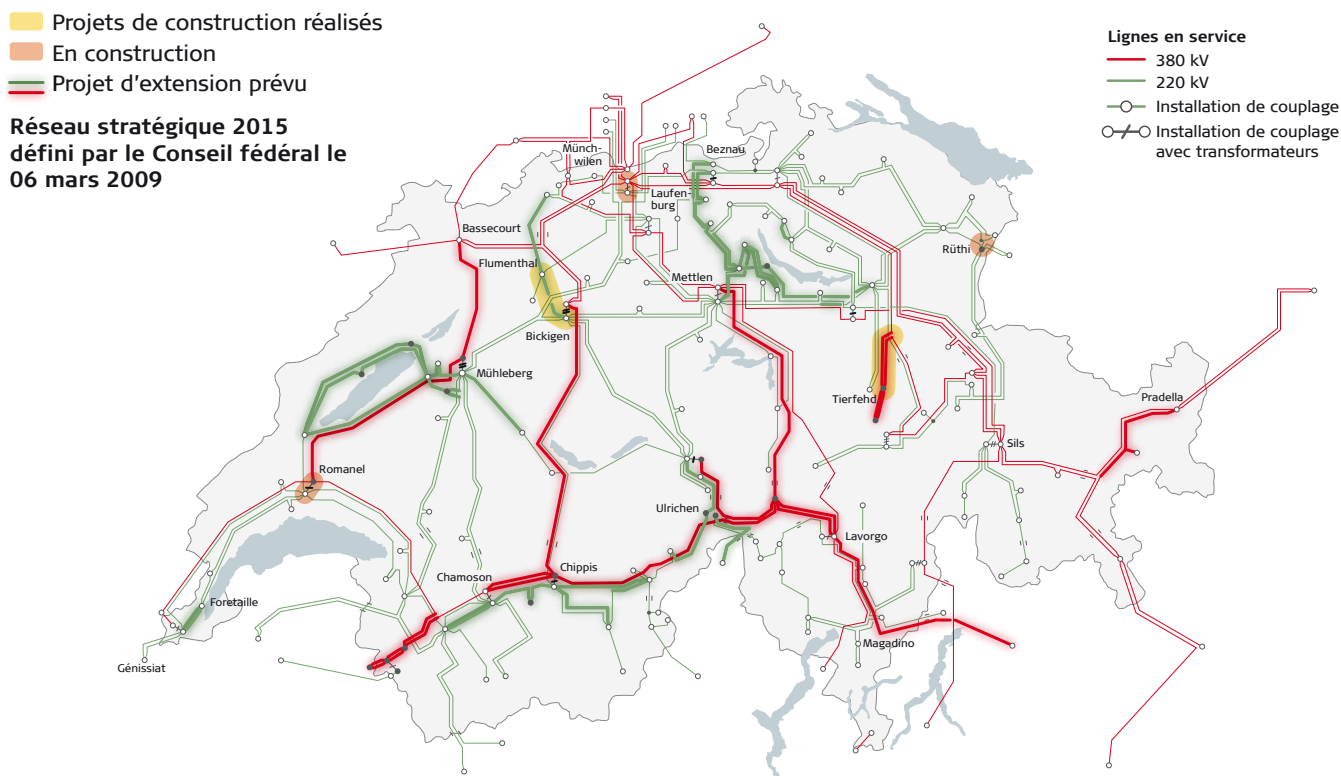


Illustration 2.1: «Réseau stratégique 2015»

En mars 2009, le Conseil fédéral a inscrit le «Réseau stratégique 2015» dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité. Font partie du réseau stratégique toutes les lignes et les installations qui seront nécessaires à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse à partir de 2015, soit les lignes et installations servant à l'alimentation du réseau ferroviaire (16,7 Hz) ainsi qu'à l'approvisionnement général en électricité (50 Hz). Les projets inscrits comprennent:

- » les lignes, sous-stations et transformateurs à construire,
- » les lignes et installations à développer ou à remplacer, et
- » les lignes existantes.

Le «Réseau stratégique 2015» a été défini par le groupe de travail «Lignes de transport et sécurité d'approvisionnement» (GT LVS), et institué par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC). Dans son rapport final publié début 2007¹, le GT LVS a présenté une liste de 67 projets de lignes à construire d'ici 2015, dont 39 projets pour l'approvisionnement général en électricité.

Fin 2014, c'est-à-dire à l'échéance des délais établis pour la réalisation du «Réseau stratégique 2015», seules les trois mesures suivantes sur les 39 projets mandatés par le Conseiller fédéral avaient été réalisées:

- » Projet de ligne de 220 kV entre Bickigen et Flumenthal;

¹ Voir communiqué de presse du 20 mars 2007: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04481/index.html?lang=de&dossier_id=01192.

- » Déplacement du transformateur de Bassecourt à Bickigen, 1x 400 MVA-380/220 kV et nouveau transformateur 380/132 kV-400 MVA à Bassecourt;
- » Mise en boucle de la ligne de 380 kV «Breite – Tavanasa» à Tierfehd pour le raccordement de la centrale de pompage-turbinage de Linth Limmern (KLL).

Le faible niveau de réalisation est principalement dû aux procédures d'autorisation longues et complexes, entraînant fréquemment d'importants retards, voire des reports complets de projets importants au cours des dernières années. Des retards dans la procédure ont également été constatés au niveau des acteurs du projet et des autorités impliquées .

2.2. Situation de charge du réseau

Malgré le retard important observé dans le développement des infrastructures, Swissgrid exploite déjà le réseau de distribution suisse de manière sûre et presque interrompue, en étroite collaboration avec les exploitants du réseau de distribution suisses et des réseaux de transport voisins. Sur la base de ces valeurs empiriques et des données d'exploitation des dernières années, nous présentons ci-dessous les congestions du réseau de transport suisse et les mesures nécessaires de la part de Swissgrid.

2.2.1. Identification de congestions du réseau dans l'exploitation

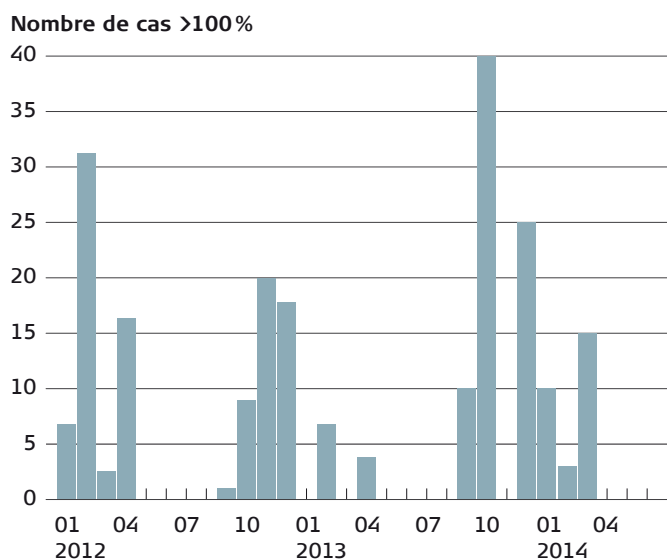
En mode opérationnel, la sécurité du réseau de transport est calculée toutes les cinq minutes à l'aide de la charge (n-1) des éléments de réseau. Les charges (n-1) représentées sont mesurées après la mise en œuvre de mesures topologiques. La section 2.2.2 présente les mesures prises par Swissgrid en vue de maîtriser ces charges techniques. Une défaillance de chaque élément de réseau est simulée sur la base d'une estimation des états (dite «state estimation»)². Une charge (n-1) supérieure à 100% de la valeur de courant permanent admissible indique une congestion du réseau

Dans le cadre de la planification du réseau, Swissgrid différencie les congestions «structurelles» des congestions «ponctuelles»:

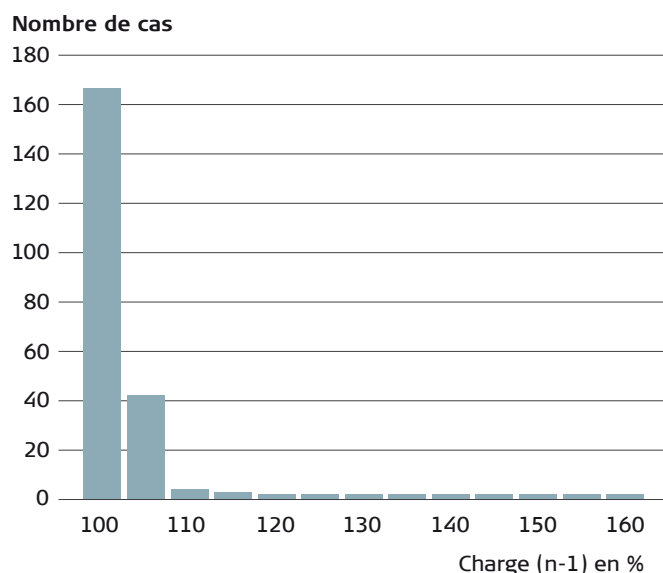
Les congestions structurelles – le caractère structurel d'une congestion dépend de la fréquence et de la régularité des congestions en mode d'exploitation régulière (pas de mise hors service prévue). Une congestion structurelle résulte donc d'une capacité de transport insuffisante. Le graphique suivant présente une congestion structurelle typique du réseau à l'exemple du transformateur de 600 MVA 380/220 kV de Mettlen:

² Les éléments de réseau considérés comprennent toutes les lignes et tous les transformateurs du réseau de transport de Suisse et des pays voisins. Conformément aux directives européennes, les circuits électriques (c'est-à-dire les fils) et les transformateurs font l'objet d'un examen individuel dans le cadre du calcul n-1. Dans les régions urbaines, cet examen est étendu au calcul n-1 des lignes à deux circuits et des sous-stations.

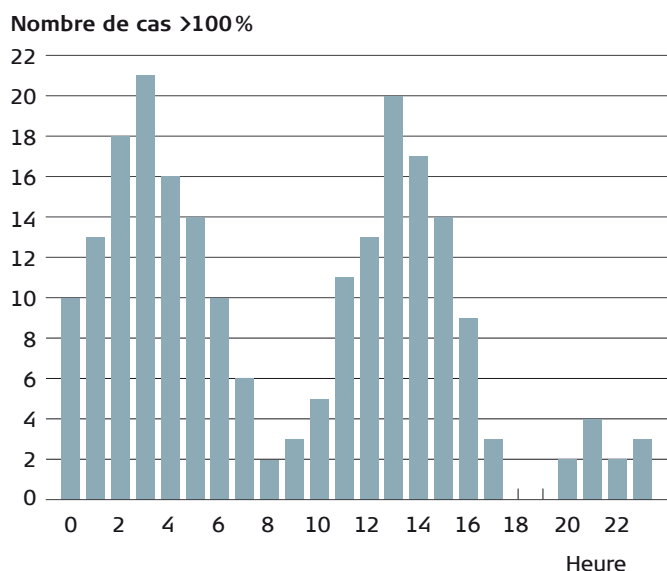
Surcharge n-1 pour la période de janvier 2012 à juin 2014



Histogramme des surcharges n-1 en fonction de l'importance de la surcharge



Variations heure par heure des surcharges n-1



Variations au jour le jour de la surcharge n-1

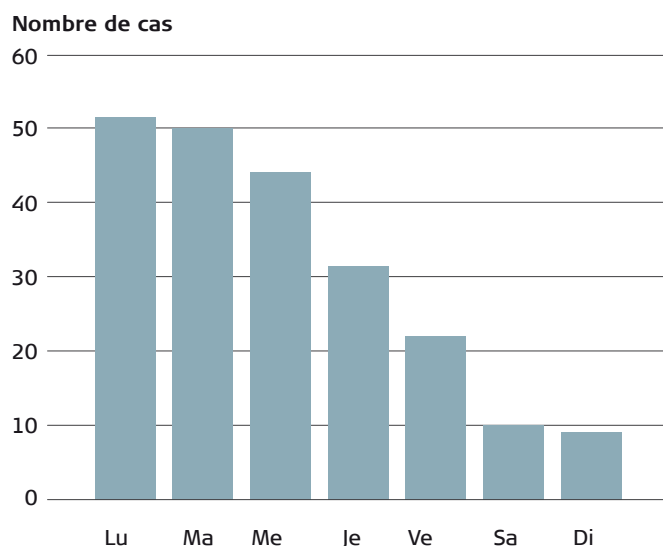


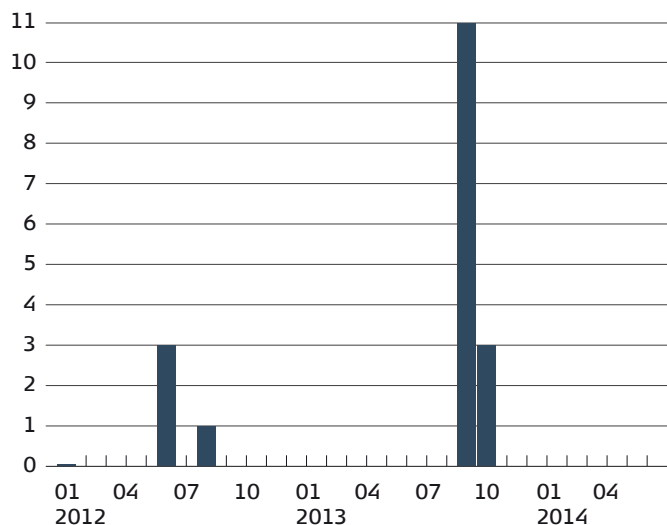
Illustration 2.2: Évaluation de la congestion du réseau au niveau du «transformateur 600 MVA 380 /220 kV de Mettlen»

Les surcharges surviennent régulièrement et souvent en hiver (illustration en haut à gauche), avec une légère surcharge (illustration en haut à droite) en cas de faible charge et de pompage. Une observation des fluctuations quotidiennes, hebdomadaires et annuelles confirme que la congestion est de type structurel. Les congestions surviennent principalement en hiver, tôt dans la matinée et en après-midi, et surviennent plus pendant la semaine que le week-end.

Congestion ponctuelle – dans le cas de la congestion ponctuelle, les surcharges ne sont pas systématiques, mais surviennent lors d'une situation de production inhabituelle en Suisse ou en Europe, ou dans le cas d'un affaiblissement prévu du réseau (pour l'entretien du réseau, par exemple). Le graphique suivant présente une congestion ponctuelle typique, à l'exemple du transformateur de 600 MVA 380/220 kV de Sils:

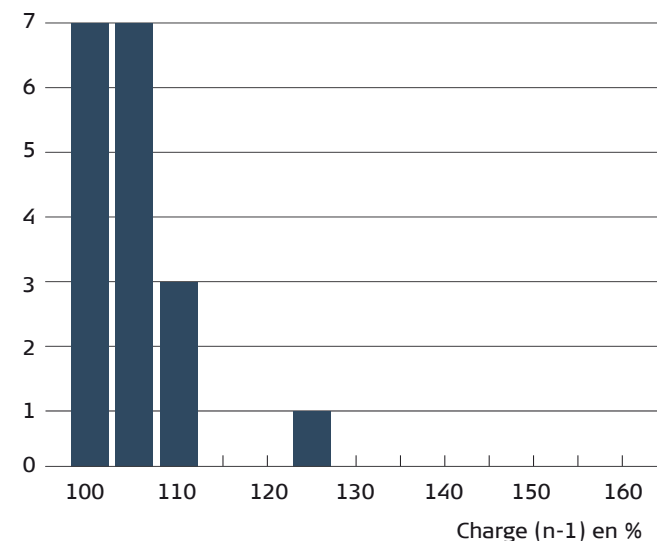
Surcharge n-1 pour la période de janvier 2012 à juin 2014

Nombre de cas >100%



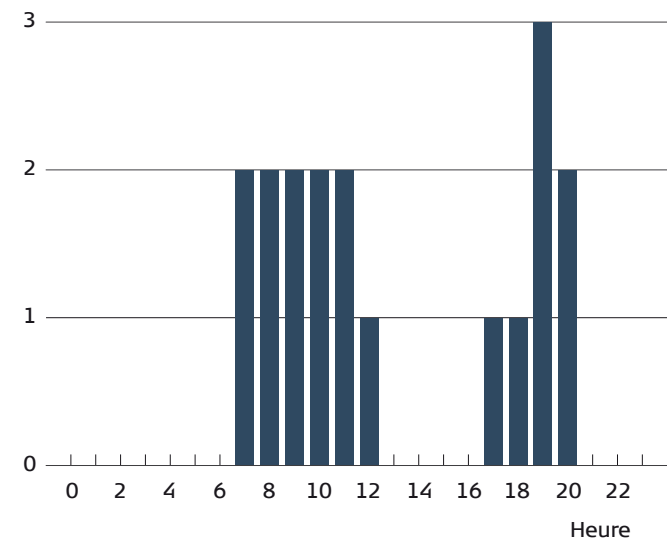
Histogramme des surcharges n-1 en fonction de l'importance de la surcharge

Nombre de cas



Variations heure par heure des surcharges n-1

Nombre de cas >100%



Variations au jour le jour de la surcharge n-1

Nombre de cas

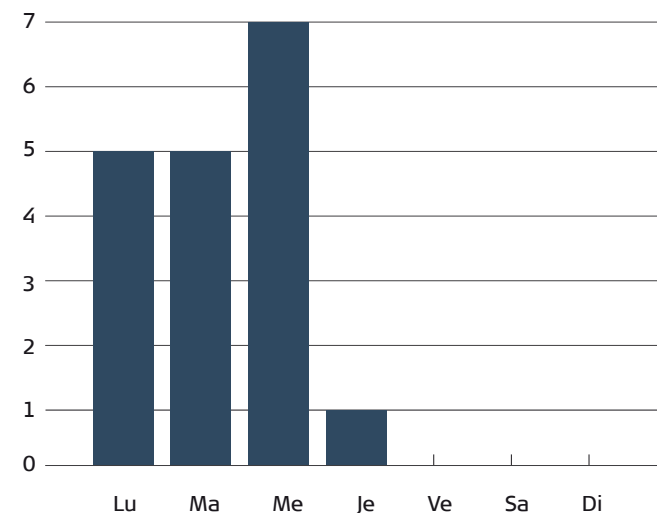


Illustration 2.3: Évaluation de la congestion du réseau au niveau du «transformateur 600 MVA 380 /220 kV de Sils»

Les surcharges surviennent de manière non systématique en cours de journée, de semaine ou d'année. L'histogramme des surcharges (illustration en haut à droite) indique qu'au cours des 30 derniers mois, seuls 18 cas de surcharge sont survenus. La plupart d'entre eux étaient dus à un événement de septembre 2013. La congestion est donc rare et irrégulière.

2.2.2. Congestions structurelles du réseau suisse

L'évaluation de la situation de charge du réseau se base sur les congestions structurelles. Lors de l'analyse des congestions, Swissgrid tient également compte

- » des corrélations entre les facteurs de congestion: importation, exportation ou injection de centrales locales ou charges locales,
- » du potentiel de cascade de la congestion, à savoir si la défaillance de cet élément de réseau peut entraîner d'autres défaillances ou si le réseau restant peut la compenser,
- » de l'évolution de la congestion au cours du temps, c'est-à-dire si une tendance se dessine en terme de fréquence de congestion.

Swissgrid a analysé la charge du réseau sur la base des données collectées entre le 1^{er} janvier 2012 et le 30 juin 2014. Au cours de cette analyse, des charges n-1 horaires les plus défavorables (lignes et transformateurs) ont été évaluées à partir de l'exploitation du réseau en cours. Cet examen a permis d'identifier 29 congestions structurelles du réseau.

Au cours des étapes suivantes, différentes analyses des flux de charge (n-1, n-2³, barre collectrice n-k⁴ et sous-stations n-k⁵) ont été exécutées sur la base de deux situations d'exploitation typique de l'exploitation du réseau (importation et exportation). Cette modélisation du réseau a permis de confirmer les 29 congestions structurelles de l'exploitation du réseau en cours, et de mettre au jour 18 autres congestions structurelles non identifiées jusque-là. Ces dernières avaient été maîtrisées par des mesures préventives de gestion des congestions et n'étaient donc pas apparues dans l'analyse historique de la charge du réseau. Font notamment partie de ces mesures préventives les limitations de l'activité commerciale transfrontalière au sens de l'ajustement ex ante des capacités du réseau disponibles. Les résultats sont présentés à la section 2.4.

³ Défaillance n-2: combinaison de la double défaillance la plus dangereuse (défaillance simultanée) de lignes ou de transformateurs.

⁴ Barre collectrice n-k: simulation de défaillance successive de toutes les barres collectrices de Suisse.

⁵ Sous-stations n-k: simulation de défaillance successive de toutes les sous-stations. Dans le cas de sous-stations à 2 niveaux de tension, les deux niveaux sont déconnectés simultanément.

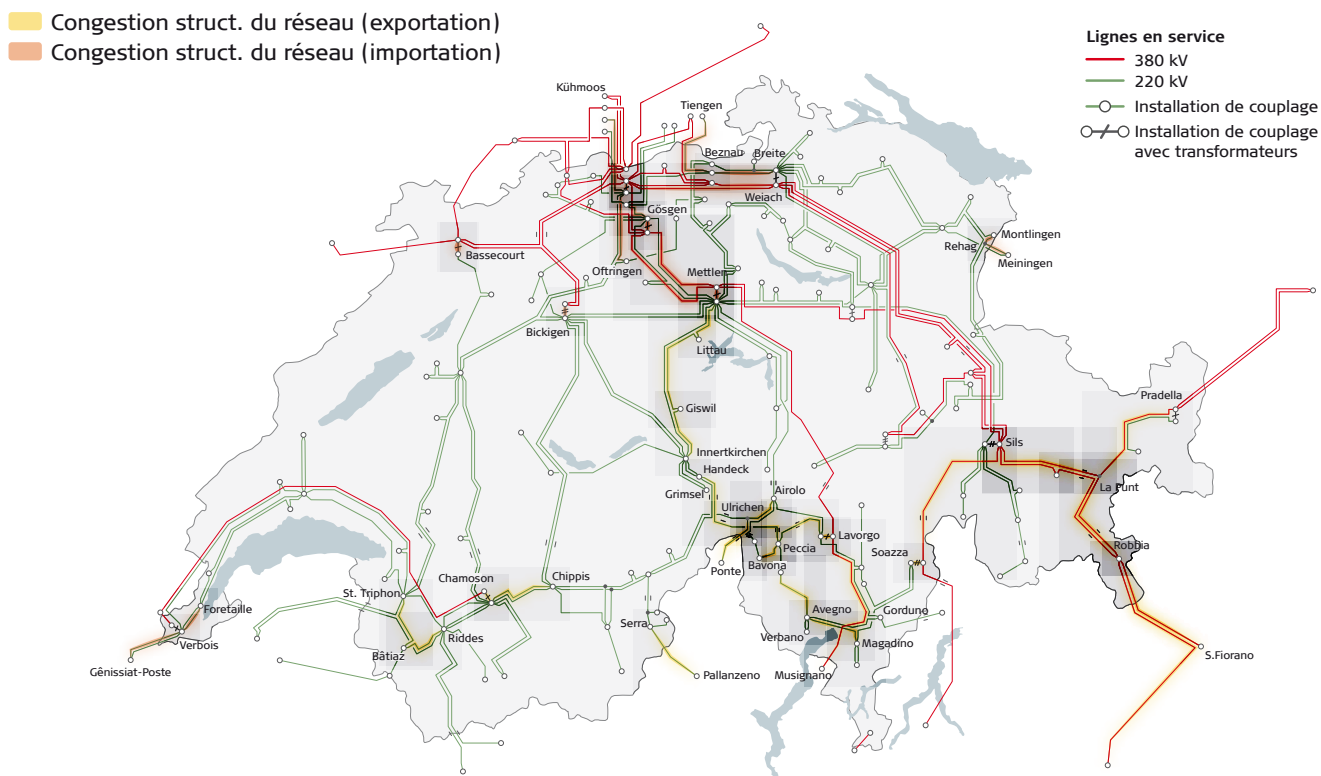


Illustration 2.4: Congestions structurelles du réseau

2.2.2.1. Répartition régionale des congestions et fréquence des situations de congestion

La répartition régionale des congestions structurelles présente deux types de situations typiques:

- » Les congestions du réseau dans l'ensemble de l'arc alpin en cas de production importante des accumulateurs (situation d'exportation) pendant les mois d'été,
- » Les congestions du réseau dans le Mittelland, la région de Genève et la Suisse du Nord-Est, en cas d'importation importante en provenance des pays situés au nord de la Suisse (France, Allemagne et Autriche).

L'analyse des effets en cascade possibles d'une défaillance n-1 montre que les défaillances des lignes 380 kV peuvent notamment déclencher ces effets en cascade (voir illustration 2.5), car celles-ci transportent plus du double des lignes 220 kV. Leur défaillance a donc une incidence plus importante sur le reste du réseau.

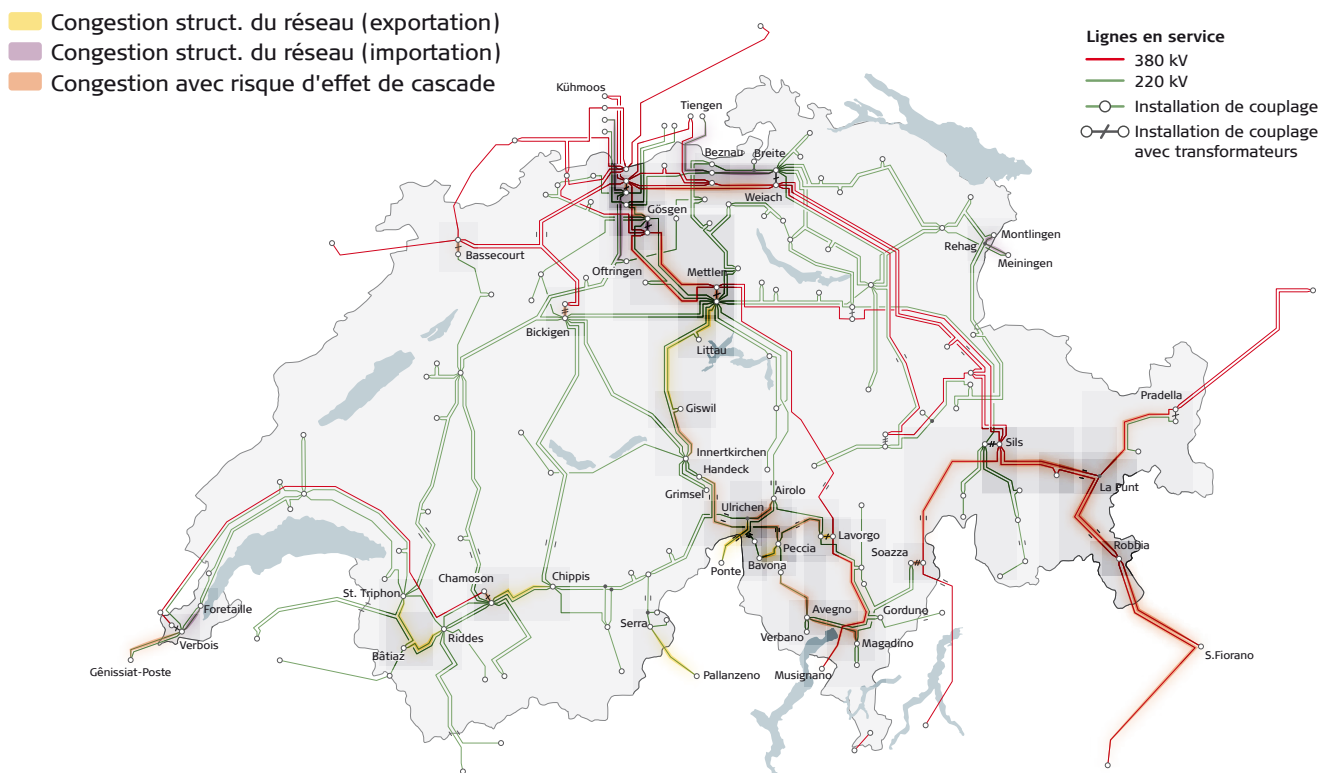


Illustration 2.5: Congestions en fonction de leur effet de cascade potentiel

La fréquence de charge pendant la période d'analyse (1er janvier 2012 – 30 juin 2014) ne présente aucune tendance générale. Cela tient également au fait qu'au cours des 30 derniers mois, seuls des investissements dans les transformateurs de Bassecourt et Bickigen ont pu être réalisés.

2.2.2.2. Les calculs de sensibilité aux congestions sur le réseau actuel

Swissgrid a également procédé à des calculs de la sensibilité en termes de charge, de production et de transit pour les deux situations de charges critiques observées. Les principaux résultats de ces calculs sont les suivants:

- » **Sensibilité à la charge** – une augmentation de la charge de 1 GW proportionnelle à la charge réelle (le pic de demande en Suisse se monte aujourd'hui à environ 10 GW) entraîne dans les agglomérations de Bâle, Genève et Zurich une augmentation de la charge de max. 10% des charges n-1 en cas de congestions structurelles du réseau.
- » **Sensibilité à la production** – une augmentation de la charge de 1 GW (répartie proportionnellement sur les capacités des centrales actuelles) entraîne dans l'arc alpin une augmentation max. de 20% de charges n-1 sur les lignes 220 kV en cas de congestions structurelles du réseau.
- » **Sensibilité au transit** – une augmentation du transit Nord-Sud de 1 GW (la capacité de transport actuelle vers l'Italie se chiffre à environ 4 à 5 GW) entraîne sur les deux axes Nord-Sud 380 kV une augmentation max. de 20% des charges n-1 en cas de congestions structurelles du réseau.

Étant donné que l'augmentation de la charge se répartit sur la majorité des sous-stations du territoire suisse, et que celle-ci croît annuellement de max. 1 à 2%, l'évolution de la charge sur l'utilisation du réseau de transport n'a qu'une signification marginale. Selon la capacité du réseau au niveau du point de raccordement, l'évolution de la production peut, quant à elle, entraîner des charges supplémentaires considérables, notamment pour les grandes centrales d'une puissance supérieure à 400 MW. Il en va de même pour l'augmentation du transit à travers la Suisse, via les deux axes Nord-Sud 380 kV.

2.2.3. Instruments de gestion des congestions

Comme tout gestionnaire du réseau de transport, Swissgrid dispose d'instruments pour maîtriser ce type de situations de congestion. Ces instruments de gestion des congestions se regroupent en méthodologies curatives et préventives, présentées aux chapitres 2.2.3.1 ss.:

- » Les mesures curatives ne sont envisagées qu'une fois la décision des acteurs du marché prise quant aux programmes prévisionnels, et donc en termes d'injections et de prélèvements, ainsi qu'en cas de défaillance imprévue rendant ces mesures nécessaires. Font partie des mesures ad hoc appliquées par Swissgrid:
- » Mesures topologiques,
- » Interventions directes dans la production nationale (appelée «redispatching national»).
- » Les mesures préventives, quant à elles, incitent les acteurs du marché à modifier leurs programmes prévisionnels avant leur nomination, de manière à empêcher une congestion attendue. Elles sont également appliquées en cas de congestion opérationnelle importante du réseau, de façon à désamorcer cette dernière de manière préventive. Font partie des mesures appliquées par Swissgrid tant les instruments prévus que les instruments ad hoc:
- » Détermination des Net Transfer Capacity ⁶;
- » Mesures topologiques,
- » Interventions directes dans la production nationale (appelée «redispatching»⁷).

⁶ La détermination des NTC se déroule selon différentes échéances (détermination annuelle, mensuelle ou quotidienne (D-2)).

⁷ En cas de redispatching, le gestionnaire du réseau de transport intervient dans les programmes d'engagement des centrales et donne des instructions à certaines unités de production en termes d'augmentation ou de diminution de la production. Cette intervention se fait selon des règles bien précises et en concertation avec les parties concernées, qui bénéficient d'indemnités financières (versement d'indemnités).

L'illustration 2.6 indique les mesures prises et où celles-ci ont été appliquées pour désamorcer les congestions structurelles du réseau.

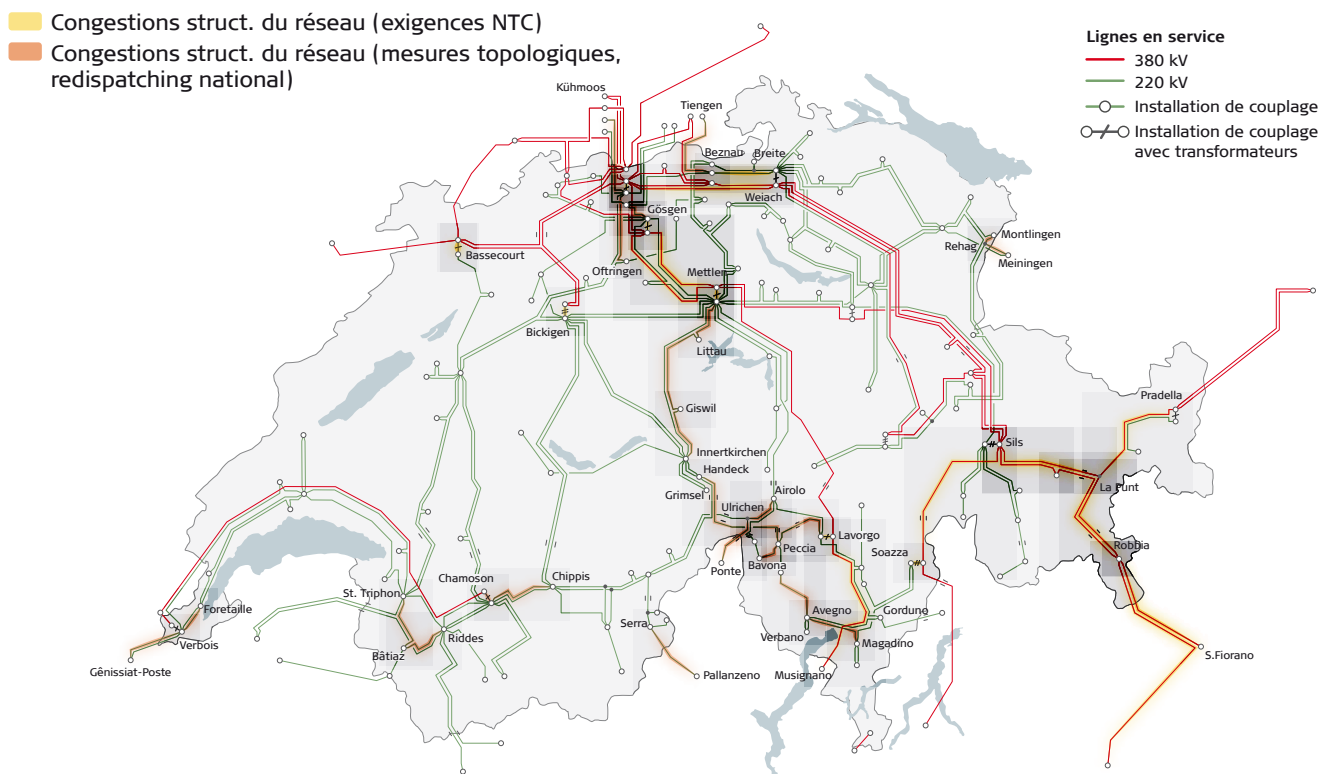


Illustration 2.6: Congestions structurelles et mesures nécessaires correspondantes

Les instruments pour la gestion des congestions et leur effet sont décrits en détail dans les sous-chapitres suivants.

2.2.3.1. Détermination des NTC (une année, un mois et deux jours à l'avance)

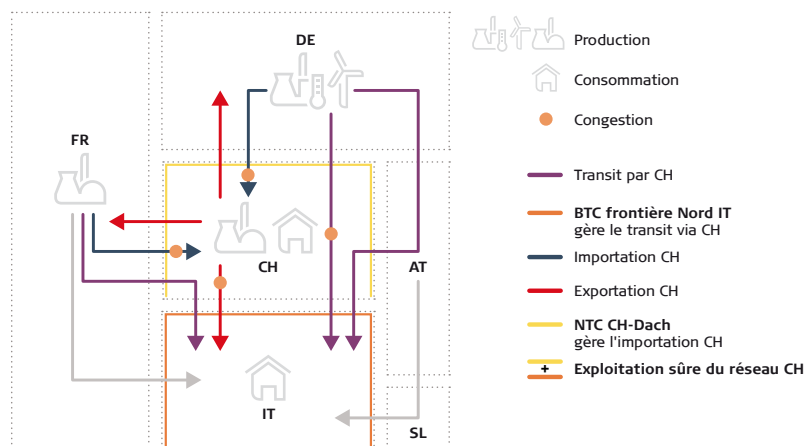


Illustration 2.7: Gestion préventive des congestions par détermination des NTC

Grâce à la détermination des NTC, la situation de charge en Suisse est planifiée de manière préventive, et par anticipation annuelle, mensuelle et à deux jours d'avance. Cette planification se fait tout au long de l'année sur toutes les frontières suisses, en étroite collaboration avec les gestionnaires du réseau de transport voisins:

- » **Détermination préventive de la capacité d'importation en provenance du Nord** (c'est-à-dire détermination des NTC en provenance de France, d'Allemagne et d'Autriche vers la Suisse): la capacité d'importation NTC définie est généralement pleinement utilisée au cours du semestre d'hiver, en cas de faible production suisse (et de faible pompage), et en cas de besoin d'importation élevé de l'Italie.
- » **Limitation préventive de la capacité de transmission (NTC) vers l'Italie** par la Suisse, la France, l'Autriche et la Slovénie: cette mesure permet de gérer notamment les congestions structurelles de lignes 380 kV sur le réseau de transport suisse⁸. Si celle-ci ne suffit pas et que l'on assiste tout de même à une surcharge du réseau en cours d'exploitation, l'exportation vers l'Italie est réduite dans le cadre d'un redispatching international coordonné.

8 Voir également l'analyse de la sensibilité du transit à la section 2.2.1.

2.2.3.2. Mesures topologiques (un jour à l'avance ou ad hoc)

Les mesures topologiques comprennent la modification de la gradation des transformateurs et de la configuration des barres collectrices, ainsi que la mise hors service de lignes. Celles-ci permettent de gérer dans une certaine mesure les flux de charge et d'éviter ou de diminuer les congestions du réseau. Elles entraînent cependant automatiquement des augmentations de charge sur d'autres parties du réseau, et ont donc des incidences sur le réseau de distribution. Dans l'ensemble, le degré de maillage du réseau rend alors son exploitation plus difficile. Cela vaut particulièrement en cas de sectionnement de barres collectrices. Les mesures topologiques permettent donc de désamorcer principalement les congestions structurelles du réseau du niveau de tension 220 kV.

2.2.3.3. Intervention directe dans la production nationale (ad hoc)

Tous les événements de l'exploitation du réseau ne peuvent pas être détectés à l'avance. Les écarts par rapport aux pronostics et les défaillances (coups de foudre sur les lignes, avalanches, par exemple) peuvent entraîner des situations réelles nettement différentes de l'exploitation du réseau attendue. Swissgrid doit alors intervenir en temps réel dans l'exploitation des centrales, pour garantir des flux d'énergie suffisant sur le réseau. Le redispatching national permet principalement de désamorcer des congestions structurelles des niveaux de tension 220 kV. En 2013, 13 interventions de ce type ont été nécessaires, transférant au total 5 GWh. Les coûts liés directs (versements de dédommagement) se chiffraient à 107 000⁹ EUR.

9 Swissgrid s'attend à une hausse des coûts de redispatching pour l'avenir.

2.3. Conclusion pour la planification du réseau

L'analyse des congestions identifie 47 congestions structurelles du réseau actuel Swiss-grid dans les situations typiques d'exportation des mois d'été et dans le contexte des importations de l'hiver, maîtrisées actuellement par différents instruments de gestion des congestions.

Étant donné qu'au cours de la période observée (1er janvier 2012 – 30 juin 2014), aucun projet de ligne n'a été réalisé, aucune modification significative des congestions structurelles n'a été dénotée en termes charge, exception faite des diminutions de charge des transformateurs 380 /220 kV à Bassecourt et Bickigen. Les fluctuations opérationnelles de la charge peuvent s'expliquer par l'engagement respectif des centrales suisses et le commerce transfrontalier de l'énergie.

L'évolution à venir de la charge du réseau dépend des flux de charge à venir, eux-mêmes principalement soumis aux facteurs suivants:

- » modifications du parc de centrales national, notamment par la construction de nouvelles grandes centrales,
- » développement du parc de centrales européen et de la demande en électricité (nationale et internationale).

Ces évolutions peuvent rendre nécessaire une nouvelle extension du réseau, malgré les méthodologies actuelles ou plus développées de gestion des congestions, afin de continuer à garantir l'exploitation du réseau.

Les sections ci-dessous présentent l'approche méthodologique d'une telle analyse du besoin d'extension du réseau, ainsi que la méthode permettant de définir le «Réseau stratégique 2025» qui devra pouvoir remplir sa mission d'approvisionnement sans congestions structurelles majeures.

3. Approche méthodologique

de la planification de l'extension du réseau

► **En bref:**

En 2025, le «Réseau stratégique 2025» aura une mission d'approvisionnement dont les paramètres sont pour l'heure inconnus.

Afin de ne pas être surpris par la réalité et la durée de l'obtention des autorisations, Swissgrid simule différents scénarios d'évolution du système d'électricité suisse (c'est-à-dire des centrales électriques et des flux d'énergie internationaux) pour tester le réseau actuel quant à son adéquation aux exigences à venir.

Des mesures de développement possibles sont alors évaluées en fonction de critères techniques, économiques et sociaux, avant d'être intégrées au «Réseau stratégique 2025».

Si une extension du réseau est techniquement nécessaire ou économiquement utile, elle est mise en œuvre selon le principe ORARE (optimisation du réseau avant renforcement et extension) de manière à ménager le plus possible l'environnement.

Le présent chapitre présente les principes de planification et la méthodologie appliquée lors de la détermination du besoin d'extension du réseau.

3.1. Principe de la planification du réseau – le principe ORARE

Les principes de planification essentiels sont l'exploitation selon le critère de sécurité «n-1» du réseau et le principe ORARE mentionné ci-dessus, visant à minimiser autant que possible les incidences de la planification du réseau sur l'environnement et le paysage.

L'optimisation du réseau couvre les mesures n'entraînant pas de modification des pylônes et ne pouvant pas être perçues de l'extérieur:

- » Élimination des congestions dans les sous-stations,
- » Construction de solutions transitoires pour le réseau,
- » Construction de transformateurs (avec ou sans régulation longitudinale ou transversale) et de FACTS¹,
- » Construction d'installations de compensation de l'énergie réactive consommée,
- » Remplacement de transformateurs en vue d'augmenter la résistance aux courts-circuits et la puissance;
- » Mise à niveau de postes de couplage en vue d'augmenter la résistance aux courts-circuits et la puissance;
- » Passage de 220 à 380 kV sur des lignes de dimension appropriée et homologuées,
- » Exploitation des lignes en fonction des températures².

Les **mesures de renforcement du réseau** couvrent presque toutes des mesures entraînant une modification des pylônes et pouvant être perçues de l'extérieur, sans pour autant requérir de nouveaux tracés:

- » Utilisation de places libres pour des supports,
- » Modification du câblage et passage à des câbles conducteurs plus puissants, avec augmentation éventuelle des distances du sol,
- » Remplacement de lignes (puissance);
- » Extension d'installations de couplage,
- » Utilisation de câbles conducteurs haute température,
- » Transformation d'une ligne (passage de 220 à 380 kV, par exemple).

Une **extension du réseau** est planifiée si l'optimisation et le renforcement du réseau ne suffisent pas.

En font partie:

- » La construction de lignes sur un nouveau tracé,
- » La construction de nouvelles installations de couplage.

Une extension n'est planifiée que si l'optimisation et le renforcement du réseau n'apportent pas de solution durable garantissant un réseau sûr et performant. Le respect du principe ORARE garantit ainsi une utilisation optimale des infrastructures existantes et un usage aussi économe que possible de l'espace, des ressources et des moyens financiers. L'objectif est de construire et d'exploiter aussi peu d'installations réseau que possible.

¹ FACTS est l'abréviation de «Flexible Alternating Current Transmission System»

² Lorsque le réseau est exploité en fonction de la température, une capacité de transfert plus élevée est autorisée en cas de températures extérieures plus faibles.

3.2. Aperçu – Procédure de la planification du réseau

La planification stratégique du réseau décrite ci-dessous est basée sur le principe ORARE. Les différentes étapes de ce processus sont représentées à l'illustration 3.1.

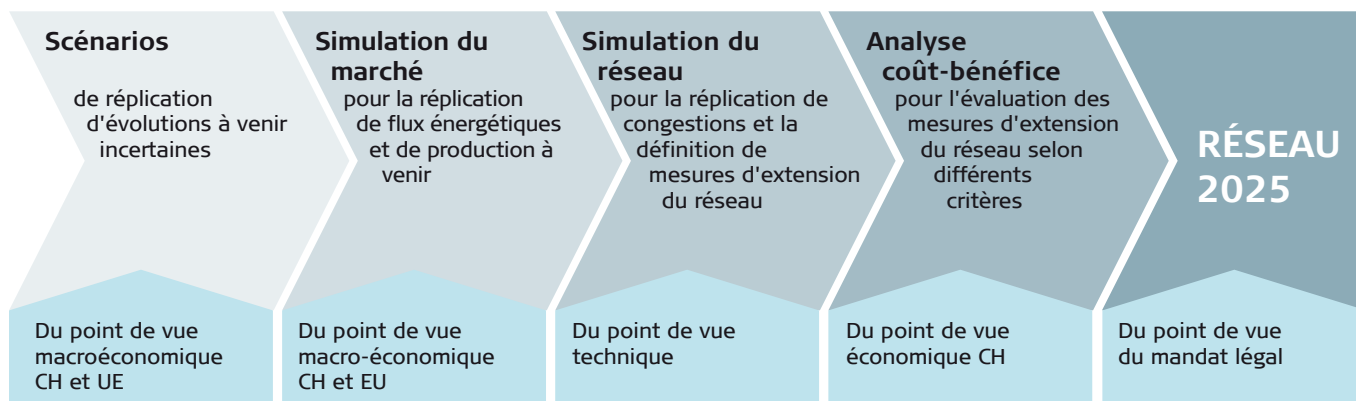


Illustration 3.1: Approche méthodologique de la planification du réseau

3.3. Scénarios concernant la mission d'approvisionnement à venir

Une infrastructure réseaux est toujours conçue à long terme. La technique des scénarios permet de procéder à des analyses et à des planifications de développements à venir en tenant compte de facteurs d'influence incertains. Ils envisagent différentes valeurs de paramètres ou différentes voies. Un scénario envisagé dans le cadre de la planification du réseau décrit donc l'évolution à venir d'un état global cohérent du système. Le terme «scénario» ne doit pas être compris comme pronostic ni comme prévision de l'avenir, mais comme instrument de planification permettant de créer un réseau résistant dans différentes conditions. L'objectif est de constituer un espace d'évolution possible indépendant de toute valeur (appelé «entonnoir des scénarios») aussi large que possible, de manière à ce que les scénarios

- » répliquent les incertitudes relatives aux évolutions à venir (notamment en ce qui concerne les «limites» des évolutions possibles) et diffèrent suffisamment les uns des autres,
- » répliquent les moteurs techniques pertinents,
- » s'accordent avec les scénarios et approches des sources spécialisées nationales et internationales.

Cela permet à la planification du réseau de tenir compte par exemple aussi des aspects économiques globaux au niveau national et européen.

Lors de la planification du «Réseau stratégique 2025», Swissgrid a développé un entonnoir des scénarios composé de deux scénarios clés («Slow Progress» et «On Track») pour 2025 et 2035, ainsi que deux scénarios marginaux supplémentaires pour 2035. Ceux-ci seront présentés en détail au chapitre 4³.

Dans le cadre de ses hypothèses des scénarios, Swissgrid se base autant que faire se peut sur des sources spécialisées, telles que les scénarios de réseau du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) pour l'Europe, ou sur les scénarios de la Stratégie énergétique 2050 de l'OFEN. L'ENTSO-E n'est pas le seul à recourir à la technique des scénarios. En effet, la plupart des gestionnaires du réseau de transport (tels que l'Allemagne, l'Autriche, la France) les utilisent comme instrument d'analyse pour créer ses plans de développement du réseau à long terme.

³ La logique de l'entonnoir des scénarios choisie par Swissgrid se fonde sur le principe que les incertitudes relatives aux paramètres pertinents dans le cadre de la planification du réseau augmentent avec les années.

3.4. Simulation du marché

Les différents scénarios sont la base de la simulation du marché de l'électricité de demain. Si les scénarios eux-mêmes indiquent les capacités des centrales électriques sur le territoire suisse, ils n'indiquent en rien quand et où les centrales correspondantes produisent réellement de l'énergie. L'objectif de la simulation du marché est d'estimer heure par heure la quantité que les centrales produiront au cours de l'année de référence, afin de couvrir la consommation correspondante. Les principaux résultats de la simulation du marché offrent ainsi un aperçu:

- » de la production horaire des centrales à un coût minimum sur le territoire national et à l'étranger, afin de couvrir la consommation correspondante,
- » de l'échange transfrontalier d'énergie heure par heure en résultant entre la Suisse et les pays voisins, ainsi que pour les pays d'Europe en général,
- » des prix horaires de l'électricité pour la Suisse et l'étranger.

La simulation du marché est réalisée sur la base d'un modèle fondamental d'optimisation du marché du courant (PowrSym). L'objectif est de minimiser les coûts de production sur l'ensemble du système et sur l'ensemble de la zone ENTSO-E. Le modèle suppose un marché parfait, c'est-à-dire la présence d'une symétrie de l'information et l'absence simultanée d'abus et de pouvoir de marché, ainsi que d'autres facteurs faussant le marché. Cette hypothèse systémique résulte en une planification du réseau relativement conservatrice, sous-estimant le besoin d'extension.

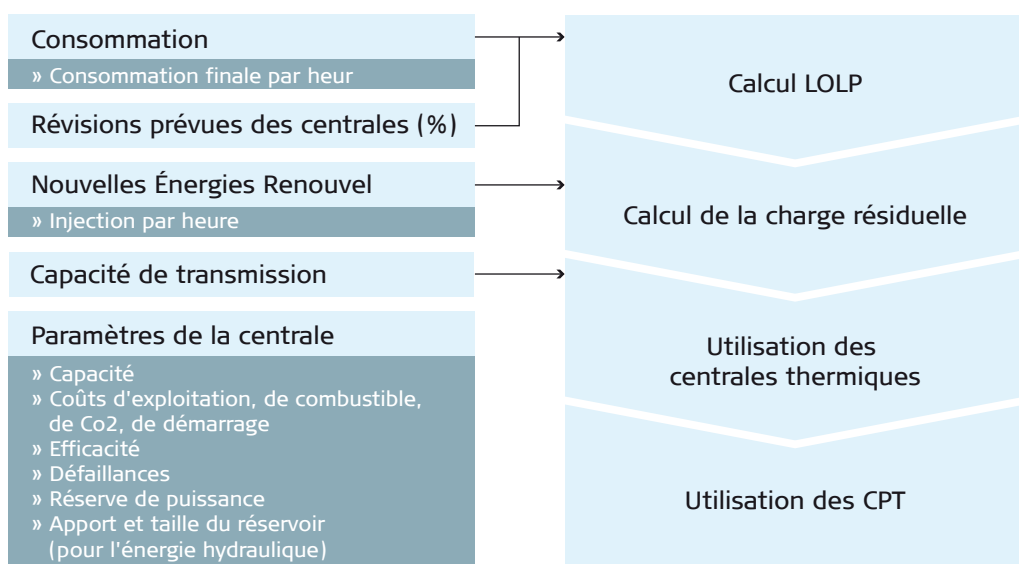


Illustration 3.2: Grandeurs d'entrée et déroulement de l'optimisation de PowrSym

L'illustration 3.2 présente schématiquement les grandeurs d'entrée nécessaires et le processus d'optimisation pour la simulation du marché. L'optimisation se fait sur la base des coûts de production variables à court terme.

Le déroulement est le suivant:

1. **Optimisation et calcul de la probabilité d'un délestage (Loss of Load Probability, abrégé LOLP)** – les temps entrés pour les révisions prévues sont répartis de manière optimale sur la période disponible (dans notre exemple: une année). De ce fait, les révisions sont principalement prévues pour des périodes de faible charge, ce qui minimise la probabilité de délestage.
2. **Calcul de la charge résiduelle** – la charge résiduelle est calculée par déduction des profils de production fixes des énergies renouvelables (fil de l'eau compris)⁴ du profil de charge horaire de la consommation d'électricité.
3. **Utilisation des unités de production résiduelles** – celle-ci suit le principe des coûts de production variables minimaux.
4. **Utilisation des centrales à accumulation et de pompage-turbinage** – l'utilisation des centrales à accumulation et de pompage-turbinage est optimisée en fonction du résultat obtenu à l'étape 3. Le choix entre le pompage et le turbinage se base sur les coûts marginaux calculés à l'étape 3. Cela signifie que les réservoirs remplis par pompage pompent lorsque les coûts marginaux sont faibles, et qu'ils turbinent lorsque les coûts marginaux sont élevés⁵.

Avant toute chose, il y a lieu de souligner les «limites naturelles» de la précision de la simulation du marché, dont il convient de tenir compte lors de l'interprétation des résultats. Les modifications à venir de la conception du marché ou des conditions-cadres en matière de politique environnementale en Europe ou en Suisse peuvent ainsi avoir des répercussions sur les résultats de la simulation du marché et sur la configuration du réseau qui en découle. En voici deux exemples:

Exemple 1: selon leur organisation concrète, l'introduction de marchés des capacités en Europe pourrait avoir une influence considérable sur les prix de l'électricité.

Exemple 2: des mesures de politique environnementale peuvent également toucher la consommation. Les prix de l'électricité peuvent alors chuter en cas de mesures d'efficacité énergétique visant à diminuer de manière générale la consommation d'électricité, ou augmenter, si la substitution d'autres sources d'énergie destinées à la production de chaleur ou à l'amélioration de la mobilité devait faire augmenter la consommation d'électricité.

Pour faire face à ces incertitudes vis-à-vis des évolutions à venir, celles-ci sont gérées par étapes:

- » une variation des paramètres d'entrée pertinents (tels que les paramètres relatifs au renforcement des énergies renouvelables, ou au développement de la demande en électricité) est envisagée lors de la définition des scénarios, et
- » la planification pluriannuelle est actualisée annuellement, alors que les hypothèses des scénarios le sont périodiquement, de manière à intégrer ces modifications dans la planification.

4 Étant donné que les autres technologies sont portées par les prix du marché, c'est-à-dire qu'une capacité de transfert plus élevée est autorisée en cas de températures extérieures plus faibles (fait représenté dans le modèle), seules les énergies renouvelables sont prises en compte ici.

5 En ce qui concerne les étapes 3 et 4, il est à noter que les unités thermiques ne sont pas les seules à dépendre des coûts marginaux, puisque c'est également le cas des centrales hydroélectriques. Variante moins coûteuse de production d'électricité, celles-ci seraient cependant automatiquement les premières centrales mises à contribution pour la production d'électricité (après les énergies renouvelables injectées en priorité). Ainsi, l'ordre défini mis en œuvre permet d'accélérer le calcul sans fausser le résultat.

3.5. Simulation du réseau

Dans le cadre de la simulation du réseau, les résultats de la simulation du marché sont appliqués au réseau actuel pour contrôler la capacité de ce dernier à transporter les flux d'énergie de demain. Lors de la simulation du réseau, les flux de charge sont analysés pour l'Europe et la Suisse. Pour déterminer les mesures d'extension du réseau nécessaires sur le réseau de transport helvétique, nous nous concentrons exclusivement sur la Suisse. Les hypothèses relatives à l'extension du réseau européen se basent sur les observations du TYNDP, publiées tous les deux ans par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E).

Les mesures de réseau pour la Suisse sont définies selon le processus PINT («Put in one at the Time»), qui prévoit l'introduction successive de différentes mesures dans un réseau sur lequel celles-ci n'ont pas encore été implémentées. La planification du réseau Swissgrid selon la procédure PINT implique l'ajout de mesures au réseau initial 2015 dans le cadre d'un processus itératif, jusqu'à élimination des congestions structurelles.

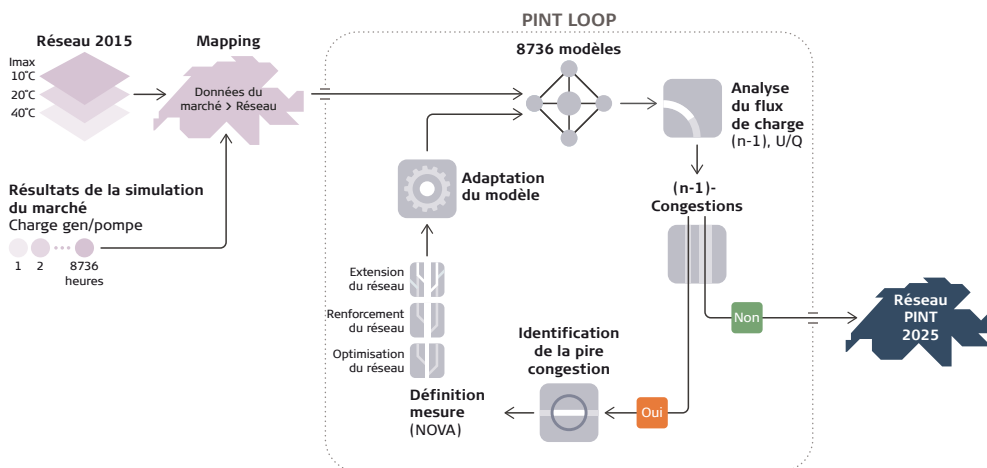


Illustration 3.3: Détermination des mesures de réseau techniques requises pour un réseau sans congestion n-1

Les étapes itératives suivantes sont nécessaires:

- » **Réseau initial** – la simulation du réseau se base sur le réseau de transport actuel et sur les extensions du réseau qui seront réalisées avant le début de la période de planification (pour le «Réseau stratégique 2025», il s'agit du réseau initial 2015 présenté au chapitre 5.4.1).
- » **Simulation du marché et modèle de réseau** – les résultats de la simulation du marché pour les scénarios à venir servent de base à la simulation du réseau. La mission d'approvisionnement déterminée à l'aide du modèle de commercialisation est imposée au modèle de réseau pour chaque nœud, heure par heure⁶, et par région. Le modèle de réseau de Swissgrid est nodal, c'est-à-dire que tous les nœuds et toutes les branches du réseau observé sont pris en compte. Lors de la planification du réseau cible, l'ensemble du réseau de transport d'Europe continentale a été pris en compte, et aucun démantèlement général de réseau n'a été entrepris en dehors des projets de réseau évalués par Swissgrid pour 2025. Cette exhaustivité contribue à la précision des analyses du réseau.
- » **Simulation du réseau et analyse des flux de charge** – les congestions attendues en l'absence de renforcement du réseau sont identifiées à l'aide d'une analyse des flux de charge, sur la base du réseau initial et des résultats de la simulation du marché. Les calculs des flux de charge sont exécutés par un logiciel de calcul des flux de charge (ISPEN/IPFA). Celui-ci livre, outre la puissance active, la puissance réactive / la tension et l'angle de tension. À l'heure actuelle, Swissgrid est le seul TSO d'Europe à procéder à une «analyse des défaillances AC-n-1» pour toutes les heures d'une année sur l'ensemble du réseau d'Europe continentale. Cela permet à Swissgrid d'identifier dans sa planification du réseau, outre les congestions, les problèmes de tension.
- » **Extension du réseau** – dans le cadre d'un processus itératif, une extension du réseau est réalisée jusqu'à ce que l'exploitation soit à nouveau assurée à un niveau de sécurité n-1⁷. Ce faisant, on élimine d'abord les congestions présentant le plus d'énergie de congestion, en fonction de la fréquence et de la puissance de congestion. Cela permet de ne pas accorder une importance déterminante pour l'extension du réseau à la congestion du réseau présentant certes la surcharge la plus importante, mais survenant seulement une fois par an. Le principe ORARE décrit au chapitre 3.1 est applicable dans ce cas également.
- » **Un réseau sans aucune congestion n-1** – le résultat de l'itération est un réseau composé du réseau initial et de mesures supplémentaires. Ce réseau permet une exploitation de sécurité n-1 (normale). Les mesures d'extension déterminées sont ensuite évaluées dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice multicritères. Selon le résultat de cette analyse, elles sont soit conservées comme élément du plan d'extension du réseau (résultat «positif»), soit abandonnées.
- » **Test de résistance** – par ailleurs, le réseau ainsi obtenu est soumis à des tests de résistance et à des analyses de la sensibilité. Ceux-ci permettent de contrôler la mesure dans laquelle le réseau peut être exploité de manière sûre en situation extrême. Ceux-ci comptent notamment la défaillance simultanée de plusieurs éléments du réseau ou d'une barre collectrice complète.

⁶ A chaque «nœud», la production locale et la consommation locale sont agrégées.

⁷ Dans le cadre de la présente planification du réseau, la charge n-1 est délibérément calculée avant la mise en œuvre de mesures topologiques, car le modèle ne tient pas compte d'autres situations parallèles du réseau, telles que la mise hors service d'éléments du réseau ou encore les situations de charges exceptionnelles (un hiver très long et très froid en Europe, par exemple). Ces situations représentent une telle charge supplémentaire pour l'exploitation du système que, si elles survenaient simultanément, celles-ci empêcheraient sa maîtrise sécurisée selon les méthodes présentées au chapitre 2 de la gestion classique des congestions.

3.6. Analyse coût-bénéfice des mesures d'extension du réseau

Les mesures d'extension du réseau identifiées lors de la simulation du réseau sont évaluées pour la Suisse dans le cadre d'une analyse coût-bénéfice multicritères. Celle-ci correspond à l'approche recommandée par l'ENTSO-E lors de la création du TYNDP⁸. L'approche multicritères tient également compte du fait que certaines catégories de bénéfices essentielles pour le réseau de transport suisse peuvent difficilement être transformées en une unité de mesure uniforme (le franc suisse dans notre cas). Une distinction est établie entre:

- » la **quantification monétaire de l'utilité et des coûts des mesures d'extension du réseau** – font partie de ces qualifications notamment le bénéfice économique et énergétique et les modifications valorisées en termes monétaires des pertes du réseau d'une part, et les coûts directs⁹ des mesures d'extension du réseau (notamment les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation), de l'autre. Ces avantages et ces coûts peuvent être récapitulés en une valeur caractéristique monétaire.
- » le **bénéfice qualitatif des mesures d'extension du réseau** – dont notamment:
 - » la contribution à la sécurité d'approvisionnement,
 - » la sécurité du réseau, et
 - » les impacts environnementaux.

Contrairement à un bénéfice économique et énergétique, la contribution à la sécurité d'approvisionnement d'une mesure d'extension du réseau ne peut être que partiellement valorisée de manière monétaire. Pour pouvoir par exemple déterminer la valeur monétaire, il conviendrait de déterminer la modification de la probabilité de défaillance, la puissance concernée, ainsi que la valeur de l'énergie non livrée de la ligne. Le calcul de la modification de la probabilité de défaillance est notamment particulièrement complexe et est sujet à de nombreuses hypothèses¹⁰. Cependant, d'autres indicateurs sont disponibles pour évaluer la sécurité d'approvisionnement, tels que la réduction de la charge n-1 par une mesure d'extension du réseau. Cela vaut également pour l'évaluation d'impacts environnementaux d'ordre visuel. Si la valeur monétaire du déplacement d'un tracé pour l'éloigner d'une zone densément peuplée est difficilement quantifiable, la longueur de ligne touchée est, quant à elle, plus simple à calculer. Cependant, afin de tout de même intégrer l'importance des critères qualitatifs dans l'évaluation, ceux-ci sont décrits et, le cas échéant, remplacés par des indicateurs quantitatifs supplémentaires.

8 Dans ses «Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects», l'ENTSO-E propose une «Cost Benefit Analysis multicritères combinée».

9 Cela signifie déduction faite des mesures de remplacement et de maintenance déjà prévues pour la période d'observation pour cet élément du réseau, ainsi que des mesures compensatoires éventuelles pour les niveaux de réseau 3 à 7.

10 L'OFEN prévoit actuellement une étude sur la question de la définition et sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement. Les résultats éventuels se répercuteraient sur les planifications pluriannuelles à venir.

3.7. Définition du «Réseau stratégique 2025»

Sur la base de la planification technique du réseau et du calcul du bénéfice économique, le management Swissgrid a décidé des projets évalués qui entreront finalement dans le «Réseau stratégique 2025».

Ce réseau a pour objectif la gestion aussi efficace que possible du point de vue de Swissgrid de l'évolution (incertaine) présentée du marché de l'énergie. Il comprend donc idéalement des projets nécessaires dans les différents scénarios.

La planification du réseau doit être envisagée comme un processus continu, organisé sous la forme d'un dialogue entre les experts, les organes et les parties intéressées au niveau national et international, devant s'adapter en permanence à l'évolution des conditions-cadres. Les raisons des modifications du «Réseau stratégique 2025» peuvent être les suivantes:

- » L'ajustement à la situation de marché actuelle, avec incidences sur les flux d'énergie en Suisse et en Europe,
- » Des innovations techniques dans le domaine des technologies du réseau et de stockage, allant au-delà des développements technologiques prévisibles,
- » Des événements fortuits imprévisibles (tels que la sortie du nucléaire de l'Allemagne suite à la catastrophe de Fukushima).

4. Scénarios concernant

la planification du réseau

► **En bref:**

Swissgrid recourt à une approche dite d'entonnoir des scénarios et définit pour ce faire deux scénarios clés pour 2025 et 2035, ainsi que deux scénarios marginaux pour 2035.

- » **«On Track» (scénario clé)** – ce scénario s'oriente sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» des Perspectives énergétiques 2050, en termes de consommation et d'évolution de l'environnement suisse.
- » **«Slow Progress» (scénario clé)** – ce scénario s'oriente sur le scénario «Poursuite de la politique actuelle» des Perspectives énergétiques 2050. Il est basé sur une faible progression des énergies renouvelables et sur une sortie partielle du nucléaire d'ici 2035.
- » **«Sun» (scénario marginal)** – ce scénario a été élaboré en collaboration avec l'Alliance-Environnement. Il mise sur une forte extension des énergies renouvelables, et notamment du photovoltaïque.
- » **«Stagnancy» (scénario marginal)** – ce scénario présume une récession avec un maintien des prix de l'énergie à leur niveau actuel, ainsi qu'une faible extension des énergies renouvelables.

Pour les scénarios clés, des simulations de marché et de réseau sont réalisées pour les années de soutien 2025 et 2035. Les scénarios clés représentent la base essentielle de la planification du réseau technique et de l'évaluation économique des mesures de réseau. Les scénarios marginaux servent à analyser la robustesse des réseaux techniques développés sur la base des scénarios clés.

Le chapitre 4 offre un aperçu des résultats utilisés pour la présente planification du réseau, ainsi que des scénarios utilisés et des principales hypothèses de la modélisation.

4.1. Entonnoir des scénarios utilisé pour la planification du réseau

Comme généralement conseillé¹, Swissgrid recourt à une approche basée sur un entonnoir des scénarios pour calculer et évaluer les mesures de réseau. Celui-ci est présenté ci-dessous.

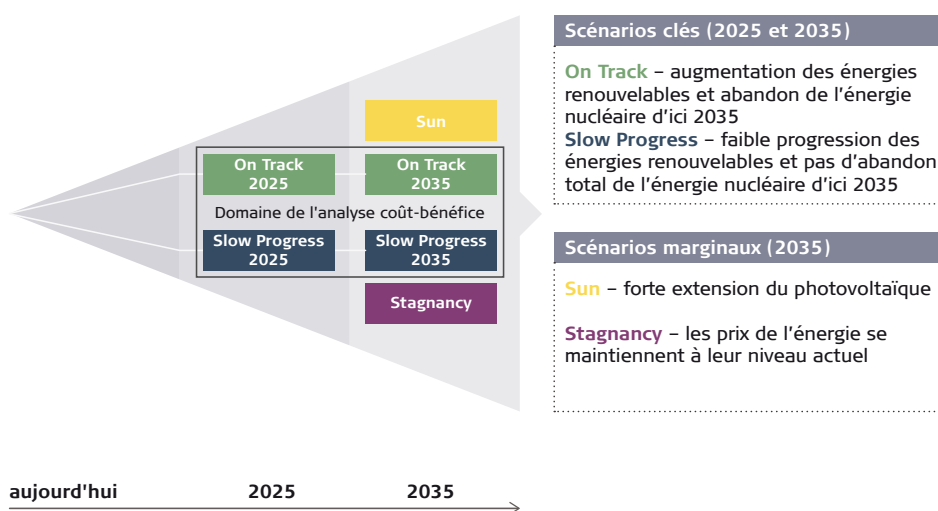


Illustration 4.1: Entonnoir des scénarios

Dans l'entonnoir des scénarios, les scénarios sont classés en deux groupes:

- » Les **scénarios clés** – dont font partie les scénarios «On Track» et «Slow Progress». Des simulations du marché et du réseau pour les années de références 2025 et 2035 sont réalisées pour ces scénarios. Les scénarios clés constituent la base essentielle de la planification technique du réseau, des évaluations économiques des mesures, ainsi que de l'élaboration du «Réseau stratégique 2025». Pour les hypothèses concernant la Suisse, ces deux scénarios reposent sur les perspectives énergétiques 2050 de la Confédération.
- » **Scénarios marginaux** – ceux-ci regroupent les scénarios «Sun» et «Stagnancy». Des simulations du marché et du réseau sont réalisées dans le contexte de ces scénarios pour 2035, de manière à simuler des évolutions plus extrêmes éventuelles.

Les principales caractéristiques des différents scénarios sont présentées ci-dessous.

«On Track»

Le scénario «On Track» suppose que le passage aux énergies renouvelables prévues dans la stratégie énergétique de la Confédération se fera dans les délais impartis. En termes de consommation suisse et d'évolution de l'environnement, «On Track» se base sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» des perspectives énergétiques 2050 de la Confédération. La Suisse réussit sa sortie du nucléaire. L'extension des capacités photovoltaïques et éoliennes suit son cours et se chiffre à un total de 4,1 GW en 2025 et de 8,2 GW en 2035. Grâce aux mesures d'efficacité énergétique, la consommation d'électricité diminue légèrement en Suisse.

¹ Notamment par l'ENTSO-E, différents gestionnaires de réseau européens et l'OFEN (voir les publications de l'Agence de l'énergie allemande, dena, sur mandat de l'OFEN relatives à la définition et à l'évaluation des mesures de réseau).

«Slow Progress»

Le scénario «Slow Progress» s'oriente en termes de consommation suisse et d'évolution de l'environnement sur le scénario «Poursuite de la politique actuelle» des perspectives énergétiques 2050. Il suppose un retard du passage aux énergies renouvelables en Suisse. La sortie totale du nucléaire n'est pas encore achevée en 2035 et l'extension des capacités photovoltaïques et éoliennes progresse plus lentement que prévu. Parallèlement, la consommation d'électricité ne cesse d'augmenter en Suisse jusqu'en 2035.

«Sun 2035»

Le scénario «Sun», dont les hypothèses sont issues de l'Alliance-Environnement², envisage particulièrement une forte extension du photovoltaïque sur le sol helvétique. Ces capacités se chiffrent en 2035 à 15,6 GW, et dépassent donc le pic de demande pour la Suisse d'environ 11 GW. En ce qui concerne les capacités éoliennes, l'Alliance-Environnement suppose également une croissance de 0,1 GW à 1,5 GW d'ici 2035. La sortie du nucléaire est réalisée et grâce aux mesures d'efficacité énergétique, la consommation d'électricité suisse diminue légèrement.

«Stagnancy 2035»

Le scénario «Stagnancy» suppose que les prix de l'énergie ne varieront pour ainsi dire pas par rapport à aujourd'hui en raison de la faible évolution de l'économie mondiale. Les prix du CO₂ se maintiennent à un faible niveau, les objectifs climatiques décidés à l'automne 2014 ne sont pas atteints.

² Font partie de l'Alliance-Environnement Greenpeace, Pro Natura, VCS et le WWF. Par ailleurs, des représentants de la Fondation suisse pour l'énergie (FSE), de Swissolar et de Swiss-Eole ont été impliqués dans les groupes de travail menés par l'Alliance-Environnement. Le VCS de l'Alliance-Environnement n'était pas directement représenté.

4.2. Scénarios pour 2025 – «On Track» et «Slow Progress»

Le présent chapitre présente en détail les grandeurs d'entrée et les données sur lesquelles reposent les scénarios clés pour l'année 2025. Exemple d'hypothèses importantes pour les simulations du marché et du réseau:

- » l'évolution des capacités de production en Suisse;
- » l'évolution de la consommation d'électricité en Suisse;
- » les hypothèses sur les Net Transfer Capacities (et donc sur l'extension du réseau international);
- » l'évolution des prix du combustible et du CO₂ sur le marché national et international, ou encore
- » la réplique de l'étranger, c'est-à-dire l'évolution des marchés de l'électricité dans les pays européens.

Lors de l'élaboration des hypothèses, Swissgrid recourt à différentes sources, toujours mentionnées aux chapitres correspondants. Elle se base principalement sur les études de l'OFEN et de l'ENTSO-E, ainsi que sur les planifications des exploitants de centrales suisses. Les sections suivantes présentent en détail les principales hypothèses relatives au marché de l'électricité en 2025 en Suisse et au niveau européen³.

4.2.1. Capacités de production – Suisse

► En bref:

Dans l'ensemble, le parc de centrales suisse de 2025 ne présente pas de grandes différences d'un scénario à l'autre, car la période d'observation est, du point de vue de l'économie énergétique, relativement courte.

Les deux scénarios supposent une nette hausse de la puissance installée fournie par les centrales suisses, passant de 19 GW à environ 24 GW («Slow Progress») ou à 26 GW («On Track»). Cette hausse est notamment due aux grands projets de centrales hydroélectriques (4 GW) à intégrer dans le réseau.

On observe en outre un développement de l'énergie éolienne et du photovoltaïque, lequel est cependant nettement plus important dans le scénario «On Track» que dans le «Slow Progress». Aucune nouvelle centrale à gaz n'est prévue d'ici 2025.

Malgré le parc de centrales similaire, la mission d'approvisionnement pour le réseau d'électricité suisse en 2025 est déjà nettement différente:

- » Les différences dans les prix des combustibles et du CO₂ génèrent de nouveaux profils d'injection pour les centrales disponibles, et entraînent notamment une importante modification des flux d'électricité internationaux.
- » La production basée sur le charbon en Allemagne est nettement plus avantageuse dans le scénario «Slow Progress», présentant des prix du CO₂ relativement bas (ca. 15 EUR/t) en Europe, que dans le scénario «On Track» où les prix du CO₂ sont très élevés (env. 50 EUR/t). Cette évolution touche également les transits par la Suisse.

Lors de la détermination des capacités de production pour la Suisse, Swissgrid a non seulement analysé différentes sources officielles, mais à également mené d'amples

³ Les détails des hypothèses sont présentés en annexe pour la Suisse. Nous renvoyons aux documents de références de l'ENTSO-E correspondants pour les détails des hypothèses relatives à l'Europe.

investigations avec les sociétés suisses gérant des centrales électriques. Celles-ci ont été intégrées aux scénarios.

Pour les scénarios clés, les puissances installées fournies par les centrales suisses suivantes sont supposées pour 2025:

Tableau 4.1: Puissance installée – Suisse

Puissance installée (mégawatts MW)	2013	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
Photovoltaïque	756	3500	1800
Énergie éolienne	60	710	240
Autres énergies renouvelables ^{T1}	243	824	489
Hydraulique ^{T2}	14 575	18 510	18 510
Autres énergies non renouvelables ^{T3}	426	787	687
Gaz	0	0	0
Energie nucléaire	3 278	2 135	2 135
Total	19 338	26 466	23 861

Sources: OFEN, Swissgrid, exploitant de centrales électriques

Comme le montre le tableau 4.1, les puissances installées indiquées dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress» pour 2025 sont très similaires⁴. La principale différence entre ces deux scénarios réside dans l'extension des capacités éoliennes et photovoltaïques pour l'année 2025. Après concertation avec les sociétés de gestion des centrales électriques, aucun des deux scénarios clés n'envisage la construction de nouvelles centrales à gaz (CCG) en Suisse pour 2025. Il existe également un consensus entre les spécialistes des marchés internationaux, selon lequel l'environnement de marché actuel suisse ne permet pas d'investissements dans les CCG. Une étude d'Avenir Suisse datant de 2013⁵ confirme ce constat. En principe, cela correspond également à la tendance observée en Europe, où les investissements dans les centrales à gaz sont bloqués et les CCG désaffectées⁶.

Peu de chiffres sont disponibles pour 2025 en ce qui concerne la construction prévue d'installations photovoltaïques en Suisse. La construction de nouvelles installations photovoltaïques est fortement influencée par les cadres réglementaires et les mesures d'encouragement, soumis on le sait à une certaine incertitude. Swissgrid a donc déterminé elle-même les taux de progression pour la période 2015–2025 sur la base des sources disponibles (c'est-à-dire principalement l'étude de sensibilité du photovoltaïque menée par l'OFEN, qui présente des chiffres pour 2020 et 2030, ainsi qu'une vérification avec les demandes de rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC)).

4 Les puissances installées diffèrent nettement plus dans les scénarios pour 2035. Ceci est principalement dû au démantèlement plus important des CPT dans le scénario «On Track», à l'arrêt de toutes les centrales nucléaires dans le scénario «On Track», ainsi qu'à la construction plus importante de nouvelles installations éoliennes et photovoltaïques dans le scénario «On Track» par rapport au scénario «Slow Progress».

5 Urs Meister: Tournant énergétique: contre une démarche en cavalier seul. Publication d'Avenir Suisse. Avril 2013

6 VERBUND a par exemple communiqué l'arrêt de 3 CCG en 2014.

T1 Sont touchés: la géothermie, la biomasse, le biogaz, les stations d'épuration (STEP) et 50% des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM).

T2 Sont également touchés, en plus des centrales actuelles: Nant de Drance, Linth Limmern, Grimsel 1E et Veytaux, ainsi que d'autres petits projets.

T3 Sont touchés: les nouvelles installations de couplage chaleur-force (CCF) et les 50 autres % des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM).

Comparé à 2013, la puissance installée augmente pour l'énergie hydraulique dans les deux scénarios clés, en raison de la construction de nouvelles centrales de pompage-turbinage, ainsi que pour l'énergie éolienne et le photovoltaïque. Pour les capacités d'énergie hydraulique installées, les deux scénarios comprennent les centrales hydroélectriques de Nant de Drance, Linth Limmern, Grimsel 1E et Veytaux, ainsi que d'autres petits projets. L'arrêt d'installations diminue par contre la puissance installée de l'énergie nucléaire. Seules les centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen sont encore en activité.

Digression: centrale de pompage-turbinage:

Aujourd'hui déjà, les centrales hydroélectriques représentent un élément essentiel du mix de production d'électricité qui devrait s'étendre encore d'ici 2025. On distingue trois types de centrales hydroélectriques:

- » **Centrales au fil de l'eau** – ces centrales exploitent l'énergie d'écoulement des cours d'eau existants. En règle générale, leur production «dépend du volume», c'est-à-dire de la disponibilité de l'eau et non du cours de bourse de l'électricité. Les heures de pleine charge typiques des centrales au fil de l'eau varient entre 4000 et 5000 par an (1 année comptant 8760 h). Les centrales au fil de l'eau peuvent donc également être désignées comme «centrales de base non pilotables».
- » **Centrales à accumulation (réservoirs)** – ces centrales présentent d'importants dénivelés, exploitables en plus de l'énergie d'écoulement. Elles stockent l'apport dans des réservoirs de sorte que, à l'inverse des centrales au fil de l'eau devant être utilisées «en fonction du volume», celles-ci peuvent être utilisées de manière stratégique. L'exploitant génère en principe lorsque le cours de l'électricité est élevé et non lorsque l'eau coule dans le lac. Les centrales à accumulation sont donc généralement des centrales de charge de pointe, ce qui signifie qu'elles fournissent également de l'énergie de réglage et d'autres services-système. Les centrales à accumulation de lacs très volumineux peuvent être utilisées de manière limitée comme accumulateurs saisonniers, mais uniquement dans la mesure où de l'eau est encore disponible. La charge d'un réservoir dépend du rapport entre l'apport naturel et la puissance installée – en général, la charge varie entre 1000 et 3000 heures par an.
- » **Centrales de pompage-turbinage** – ces centrales fonctionnent de manière similaire aux centrales à accumulation. Elles sont également des centrales de charge de pointe. Contrairement aux centrales à accumulation, les réservoirs remplis par pompage présentent généralement peu d'apports naturels. Étant donné qu'il faut de l'eau pour générer le courant, celle-ci est pompée dans le bassin supérieur à l'aide de pompes lors de la production d'électricité. Ce cycle de pompage présente une perte d'efficacité d'environ 15%. L'utilité économique des exploitants réside dans les différences du prix de l'électricité: le pompage (l'achat) se fait aux heures où le prix de l'électricité est très faible, alors que la production (la vente) se fait aux heures où les prix sont élevés.

Les réservoirs remplis par pompage ne sont donc pas des centrales de base. Ne serait-ce que pour des raisons techniques, pour une même puissance de turbinage / de pompage et un rendement de 85%, celles-ci ne peuvent être utilisées que pour un maximum d'environ 3700h/a; en cas d'optimisation économique, la charge est même nettement plus faible en raison des structures de prix décrites ci-dessus.

Comme le montre le calcul simple, à caractère hypothétique, ci-dessous, pour lequel il n'a pas été tenu compte des pertes de rendement, les réservoirs remplis par pompage ne sont pas non plus rentables comme réservoirs saisonniers. Si l'on admet des coûts fixes pour un réservoir rempli par pompage de 80 000 CHF/MW et par an, que le réservoir rempli doit rentabiliser au cours de l'année par pompage (achat à bas prix) / production (vente à prix élevé), il peut par exemple compenser ces 80 000 CHF avec 1000 cycles à une différence de prix de l'électricité de 80 CHF/MWh ou avec 2 cycles (été/hiver), à une différence de prix de 40 000 CHF/MWh. Le marché de l'électricité présente cependant rarement de telles différences de prix. Pour des raisons économiques, les réservoirs remplis par pompage opèrent idéalement sur un marché qui se distingue par des différences de prix fréquentes et, autant que possible, conséquentes. Du fait de la structure des coûts des installations, une exploitation exclusivement saisonnière des réservoirs remplis par pompage n'est pas la solution idéale. L'importation ou les centrales à gaz sont des solutions plus économiques pour couvrir le besoin éventuel dû à la charge de pointe hivernale suisse.

Du point de vue de la planification du réseau, de nouveaux réservoirs remplis par pompage sont particulièrement pertinents en Suisse, car ceux-ci sont généralement prévus pour les régions décentralisées disposant d'une infrastructure de réseaux relativement faible. Ceux-ci présentent des puissances de pointe comparables, aussi bien dans leur rôle de consommateurs que dans leur rôle de producteurs (à l'heure actuelle, des projets de l'ordre de de 1 GW sont prévus).

- » **Centrales en cascade** – en réalité, nous assistons souvent à des centrales hydroélectriques combinant les trois catégories présentées ci-dessus: le bassin inférieur d'un accumulateur peut être en même temps le bassin supérieur d'un réservoir rempli par pompage, ou encore, l'accumulateur et le réservoir rempli par pompage se «partagent» un bassin supérieur. Si la logique d'utilisation décrite ci-dessus reste la même, celle-ci fait généralement l'objet d'une optimisation coordonnée.

4.2.2. Consommation d'électricité – Suisse

Les données de la consommation d'électricité en Suisse se basent sur les scénarios de l'OFEN, élaborés dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 («Nouvelle politique énergétique» et «Poursuite de la politique actuelle»)⁷, reprise par Swissgrid⁸. La consommation d'électricité indiquée correspond à la consommation finale, y compris les pertes. Les chiffres présentés ne tiennent toutefois pas compte de l'énergie de pompage ni de la consommation propre des centrales électriques.

Tableau 4.2: Consommation d'électricité – Suisse

	2013	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
Consommation d'électricité (TWh)	64	61,5	67,2
Charge de pointe annuelle (GW)	10,3	10,6	11,6

Source: OFEN

Le scénario «On Track» mise sur une diminution de la consommation annuelle d'électricité. Dans ce scénario, le domaine d'application de l'électricité prend de l'ampleur en raison du tournant énergétique. Si de nouvelles applications consommatrices d'électricité entraînent une hausse de la consommation d'électricité, celle-ci est compensée par

⁷ OFEN Perspectives énergétiques 2050 – Tableau 5-13 (indications sans pertes du réseau).

⁸ Swissgrid attire l'attention sur le décalage qui existe entre les hypothèses de l'OFEN et celles de l'ENTSO-E en termes d'évolution du TYNDP 2014. Si l'OFEN suppose une stabilisation (d'ici 2035), voire un recul de la consommation (d'ici 2050) malgré les programmes d'E-mobilité et de pompes à chaleur électriques, l'ENTSO-E présume une augmentation de la consommation. Le scénario «On Track» est donc le seul à prévoir une diminution de la consommation en Suisse. Une analyse de la sensibilité complémentaire examine l'influence d'une augmentation de la charge (+2 GW) sur le réseau technique des scénarios clés 2025.

les effets de ralentissement de la consommation de mesures d'efficacité énergétique. Il en résulte au final une baisse de 2,5 TWh de la consommation d'électricité, soit une consommation d'électricité de 61,5 TWh. Étant donné qu'aucune mesure de gestion de la demande n'a été supposée pour 2025, et au vu des nouvelles applications consommatrices d'électricité, on observe une légère hausse de la charge maximale saisonnière de 0,3 GW⁹, malgré le recul de la demande.

La consommation d'électricité du scénario «Slow Progress» correspond au scénario de l'OFEN «Poursuite de la politique actuelle». Le scénario «Slow Progress» prévoit qu'en raison du retard observé dans la réalisation de la Stratégie énergétique, le nombre de mesures entreprises pour réduire de la consommation est moins important, entraînant une hausse de la consommation à 67,2 TWh en 2025 (contre 64 TWh en 2013). Les mesures de gestion de la demande ne sont pas utilisées, alors que la charge maximale en Suisse continue d'augmenter. La puissance nécessaire garantie des centrales électriques est donc plus importante que la puissance actuelle. Le profil de consommation varie peu, car aucune mesure supplémentaire de gestion de la demande n'a été mise en œuvre. La tendance de la consommation d'électricité des scénarios «On Track» et «Slow Progress» a donc été poursuivie pour 2035.

Digression: charge de pointe annuelle

La charge de pointe annuelle correspond au prélèvement simultané maximal par des clients raccordés au réseau d'électricité suisse.

En 2014, la charge de pointe annuelle se chiffrait en Suisse à 9259 MW. Celle-ci a été observée le 25 novembre 2014. À titre de comparaison, la charge moyenne en Suisse se chiffrait à 7071 MW, charge minimale annuelle était de 4440 MW le 26 juillet 2014.

4.2.3. Net Transfer Capacities – Suisse

Le tableau 4.3 présente les NTC présumés dans le modèle de marché par rapport aux pays voisins de la Suisse pour les deux scénarios clés. Les valeurs sont basées sur les valeurs NTC actuelles pour la Suisse.

⁹ Lors de leurs concertations sur les scénarios, les exploitants de centrales ont fait remarquer que la consommation d'électricité pour le scénario «On Track» semble généralement faible. Il a été proposé de recourir à un scénario AES (scénario 3 «Voie d'escalade»). Swissgrid a examiné ce scénario, mais a décidé de continuer à utiliser le scénario de l'OFEN «Nouvelle politique énergétique»: les scénarios de l'AES (2012) sont en effet moins actuels que ceux de l'OFEN (2013). Par ailleurs, l'utilisation des données de l'AES pourrait soulever l'objection que Swissgrid recourt à des données de consommation de la branche énergétique «trop élevées». Les scénarios de l'OFEN permettent en outre une différence accrue entre les scénarios en termes de consommation d'électricité, permettant la couverture d'un nouvel univers de résultats couvert pour l'évolution à venir. Ceci est conforme avec les objectifs de la technique des scénarios

Tableau 4.3: Net Transfer Capacities – Suisse

NTC (MW)	2013	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
NTC Nord importation			
Hiver	5 274	8 600	7 500
Été	5 074	8 600	7 500
NTC Nord exportation			
Hiver	6 300	9 740	8 640
Été	6 300	9 740	8 640
NTC Italie importation			
Hiver	1 810	3 110	2 010
Été	1 440	2 740	1 640
NTC Italie exportation			
Hiver	4 240	5 540	4 440
Été	3 420	4 720	3 620

Source: ENTSO-E, Swissgrid

Ces deux scénarios se différencient en termes d'intégration de la Suisse sur le marché de l'électricité européen. Le scénario «On Track», plus «vert» au niveau européen, présume une croissance plus importante des capacités transfrontalières que le scénario «Slow Progress». Les capacités NTC sont généralement présentées de manière saisonnière, car celles-ci dépendent des flux de charge.

À l'instar des observations de l'ENTSO-E, les deux scénarios clés misent sur une certaine hausse des capacités d'échange d'électricité de la Suisse avec les pays limitrophes, en raison du renforcement du réseau. L'augmentation NTC supposée ne correspond pas exactement aux indications du TYNDP, mais intègre d'autres réflexions:

- » **Évolution du parc de centrales suisse** – les évolutions présumées dans le présent rapport quant au parc de centrales national suisse (notamment en termes de constructions de nouveaux réservoirs remplis par pompage en Suisse) sont plus actuelles et plus précises que les hypothèses du TYNDP en termes de constructions nouvelles. Lors de la définition des capacités de transmission aux frontières suisses, il a été tenu compte du fait que l'évolution des constructions de nouveaux réservoirs remplis par pompage et l'extension du réseau international aux frontières de la Suisse se recourent à peu près.
- » **Horizon temporel de la mise en œuvre des projets PCI** – le TYNDP intègre des projets d'intérêt communs («Projects of Common Interests» ou PCI) comme éléments de l'extension du réseau aux frontières suisses. Ces projets requièrent une coordination internationale des exploitants de réseau de transport voisins, ainsi que des autorités régulatrices correspondantes, chargées de décider du financement de ces projets et de la répartition des coûts de subvention. Même si le programme PCI vise à encourager la construction en temps utile de ces projets, les réglementations complexes de financement et les intérêts parfois contraires des parties prenantes pourraient bien retarder la mise en œuvre.

C'est la raison pour laquelle les augmentations NTC aux frontières suisses présentées ici ne reprennent que partiellement les projets PCI¹⁰ concernant la Suisse¹⁰. Les projets PCI envisagés dans le présent rapport sont les suivants:

- » **«San Giacomo»** – la ligne «San Giacomo – Pallanzeno» comprend la transformation de la ligne de courant alternatif 220 kV existante en une ligne de courant alternatif 400 kV. Ce projet augmenterait les capacités d'échange de la Suisse avec l'Italie. La mise en service est prévue dans le TYNDP pour 2022.
- » **«Greenconnector»** – nos analyses tiennent compte et évaluent l'extension du réseau de transport avec des lignes à courant continu vers l'Italie (projet PCI «Greenconnector»), dans le contexte de «Mettlen-Verderio». Combiné au projet italien «Castasegna-Mese», ce projet apporterait l'augmentation NTC vers l'Italie présentée ci-dessus pour le scénario «On Track». Seul le projet «Castasegna – Mese» a été utilisé dans le scénario «Slow Progress» qui prévoit une faible extension des énergies renouvelables au niveau européen.
- » **«Interconnexion du Lac de Constance» et «DACH suisse»** – contrairement aux deux autres projets PCI, l'«interconnexion du Lac de Constance» prévoit l'extension du réseau de courant alternatif 380 kV (et donc pas de nouvelles lignes HVDC), avec mise en service prévue pour 2025 dans le TYNDP. L'interconnexion du Lac de Constance fait partie du programme d'extension global dit «DACH suisse». Cette extension touche les exploitants de réseaux en Suisse, en Allemagne et en Autriche. Certains des projets présentés aux chapitres 5 à 7 font partie du programme «DACH suisse» (tels que «Beznau – Mettlen», par exemple). Le présent rapport émet l'hypothèse d'une hausse totale de la capacité de transmission d'environ 3 GW d'ici 2025.

Digression: les valeurs NTC dans la planification du réseau

Dans le cadre des scénarios, les valeurs NTC sont définies comme des contraintes pour les simulations du marché. Celles-ci doivent répliquer le développement garanti du réseau ou les besoins de transport en termes de consommation et de production. Les valeurs NTC peuvent être définies de manière différente pour chaque scénario. La simulation du marché permet alors de calculer si, et à quelle fréquence, ces valeurs NTC données sont exploitées à leur maximum (voir chapitre 5.1.2), ce qui donne déjà une bonne indication du niveau d'adéquation de l'interaction entre la Suisse et l'étranger. La simulation du réseau de l'engagement des centrales qui en résulte détermine le besoin de transport physique, ainsi que les mesures de réseau nécessaires, le cas échéant (comme présenté au chapitre 5.4).

L'analyse coût-bénéfice finale calcule l'utilité économique des projets principalement définis du point de vue technique: si par exemple un projet de ligne servant à augmenter la NTC n'est utilisé que très rarement, celui-ci présente un faible avantage du point de vue de l'économie énergétique.

Les valeurs utilisées par Swissgrid pour la planification du réseau se basent sur les projets prévus de construction de nouvelles centrales, ainsi que sur les planifications européennes dans le cadre du TYNDP. Cependant, Swissgrid a nettement revu à la baisse l'augmentation de 4900 MW que ce dernier prévoit pour la région DACH Nord et de 1800 MW vers le Sud. Ceci est dû au fait que, outre la période d'observation plus courte, l'accent a été sciemment mis sur l'approvisionnement du pays et sur le transport de l'énergie produite en Suisse lors de la planification du réseau suisse.

¹⁰ (Pour les détails à ce sujet, voir chapitre 8.3)

4.2.4. Prix des combustibles et du CO₂

Pour la simulation du marché, il convient également de déterminer certaines données de référence de l'économie énergétique pour les prix des combustibles et du CO₂. En tant que gestionnaire du réseau de transport, c'est délibérément que Swissgrid n'entreprend pas d'évaluations propres des prix des combustibles et du CO₂, mais se base, ici aussi, sur des sources externes. Le tableau 4.4 présente les prix des combustibles et du CO₂ supposés pour les scénarios clés. Les prix des combustibles sont basés sur les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), présentées dans son rapport World Energy Outlook 2013 (WEO), qui sont également utilisées dans le cadre de l'élaboration du TYNDP 2014 par l'ENTSO-E. L'ENTSO-E s'est exprimé à ce sujet dans le cadre d'un processus de consultation complet avec les parties prenantes compétentes lors de l'élaboration des scénarios et de l'estimation des prix correspondants des combustibles et du CO₂, entre début 2012 et l'automne 2013¹¹. Il a déterminé les prix des combustibles de manière à comprendre un «Fuel Switch» (changement de combustible, ou changement dans l'ordre d'importance) lors du recours aux centrales à gaz et à charbon en Europe.

Les scénarios des prix des combustibles du WEO sont basés sur la logique suivante¹²:

- » **Le scénario «450» du WEO** – ce scénario définit une évolution de la consommation d'énergie compatible selon une probabilité de 50% avec la réalisation de l'objectif visant à contenir la hausse de température moyenne à 2 degrés par rapport à l'ère préindustrielle. Pour la période d'ici 2020, il suppose que les États nationaux intensifieront leur politique de mise en œuvre des accords de Cancun. Après 2020, il suppose que les États de l'OCDE et les autres pays importants sur le plan économique définiront des objectifs d'émissions pour 2035 et après, imposant un niveau d'émission devant stabiliser la concentration des gaz à effet de serre à 450 ppm. Il s'en suit une forte hausse des prix du CO₂ par rapport à aujourd'hui, ainsi qu'une hausse plus lente des prix des sources d'énergie fossiles que celle prévue dans le scénario «Current Policy».
- » **Le scénario «Current Policy» du WEO** – ce scénario se base sur les conditions-cadres de la politique énergétique et sur des instruments mis en œuvre avant la mi-2013 par les États nationaux.

À l'instar de la procédure appliquée par l'ENTSO-E pour élaborer le TYNDP 2014, Swissgrid utilise les hypothèses du scénario «450» dans son scénario «On Track», ainsi que les hypothèses du scénario «Current Policy» pour son scénario «Slow Progress».

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

¹² Concernant les prix du CO₂ pour l'Europe, l'AIE s'exprime en ces termes: «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)

Tableau 4.4: Prix des combustibles et du CO₂ 2025

Prix des combustibles et du CO ₂ ^{T4}	Unité	2025	
		«On Track»	«Slow Progress»
Nucléaire	€/MWh	1,36	1,36
Houille	€/MWh	11,16	13,64
Lignite ^{T5}	€/MWh	1,58	1,58
Gaz	€/MWh	29,27	34,34
Huile légère	€/MWh	66,67	87,21
Pétrole lourd	€/MWh	39,37	51,50
Huile de schiste	€/MWh	8,28	8,28
Prix du CO ₂	€/t	50,70	15,60

Source: WEO (2013), TYNDP (2014)

A titre de comparaison, le tableau suivant présente les prix des principaux agents énergétiques primaires pour 2012¹³ et 2013:

- » Importations de pétrole brut IEA: 67,55 €/MWh;
- » Importation de houille OECD: 11,63 €/MWh;
- » Importation de gaz naturel Europe: 31,14 €/MWh;
- » Prix du CO₂ moyen pour 2013 de 4,48 €/t.

Les différences de prix et les différences régionales au niveau des coûts de production exercent généralement une influence déterminante sur la mission de transport. Le niveau de prix absolu de l'électricité, par contre, exerce moins d'influence sur les analyses techniques¹⁴. Si le niveau des prix de l'électricité est utilisé pour évaluer des pertes économisées au plan macro-économique, il ne l'est pas nécessairement dans les recettes provenant de la gestion des congestions et des mesures du réseau, car celles-ci reposent essentiellement sur les différences de prix et moins sur le niveau des prix de l'électricité.

4.2.5. Réplication de l'étranger

De par sa situation géographique centrale, la Suisse est étroitement liée au réseau électrique européen. Les capacités de transmission existantes permettent le négoce de l'électricité et l'échange physique d'électricité entre les pays européens et les différentes zones de marché. La mission de transport à venir pour le réseau de transport et l'utilisation des installations productrices et les réservoirs suisses dépendent donc fortement de l'évolution dans les pays voisins. Ainsi, outre les hypothèses relatives au système énergétique suisse, la planification du réseau dépend également fortement des développements de la charge, du contexte de production et des réseaux en Europe.

Pour tenir compte de ces interactions, tous les pays du réseau ENTSO-E entrent dans la simulation du marché de l'électricité, ainsi que dans la détermination de la mission de transport à venir de Swissgrid. Les hypothèses suivantes ont été retenues lors de la simulation du marché¹⁵:

13 (Source: WEO 2013)

14 Cette hypothèse (c'est-à-dire les incidences du faible niveau de prix sur le besoin du réseau) est approfondie dans le scénario marginal «Stagnancy» pour 2035.

15 Pour de plus amples détails, voir TYNDP 2012 & 2014.

T4 Prix exprimés comme prix réels franco centrale.

T5 En raison de sa faible densité de flux énergétique, le lignite ne fait pas l'objet de marchés suprarégionaux. On part donc d'un prix de revient dépendant partiellement des prix de l'énergie d'autres agents énergétiques primaires.

Tableau 4.5: Réplication de l'étranger 2025

Réplication de l'étranger	2025	
	«On Track»	«Slow Progress»
Capacités de production	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2014: scénario B pour 2025	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast scénario A pour 2025
Consommation d'électricité	Interpolation du TYNDP 2014 de l'ENTSO-E, vision 3 et du scénario UE 2020	Interpolation de la consommation de 2012 et du TYNDP 2014 de l'ENTSO-E, vision 1
NTC	TYNDP 2012	TYNDP 2012

- » **Capacités de production à l'étranger** – à des fins de cohérence dans les hypothèses émises en termes de capacité du système de production européen, nous nous sommes basés sur les scénarios de l'ENTSO-E «Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2014» (SO&AF 2014). Les scénarios de l'ENTSO-E adéquats ont été attribués aux deux scénarios «On Track» et «Slow Progress» correspondants.
- » **Consommation d'électricité à l'étranger** – à des fins de cohérence dans les hypothèses émises en termes de besoin d'électricité européen, nous nous sommes basés sur les scénarios de l'ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2014 pour 2030. Les valeurs pour l'année 2025 ont été déterminées par interpolation.
- » **NTC étranger** – à des fins de cohérence dans les hypothèses émises en termes de capacités d'interconnexion européennes, nos calculs se basent sur le TYNDP 2012 de l'ENTSO-E¹⁶, qui prévoit des extensions jusqu'en 2020.

L'ensemble d'hypothèses présentées ici a été implémenté dans le modèle de marché Swissgrid. De ces simulations du marché résultent une utilisation pertinente des centrales électriques pour la planification du réseau, ainsi que les programmes de fourniture internationaux basés sur cette dernière.

¹⁶ Étant donné qu'il n'existe aucune prévision correspondante pour 2025, Swissgrid se base sur le TYNDP 2012 (qui comprend des extensions jusqu'en 2020) pour estimer les capacités transfrontalières pertinentes. Le TYNDP 2014 comprend des projets d'extension jusqu'en 2030.

4.3. Scénarios pour 2035 – «On Track», «Slow Progress» «Sun» et «Stagnancy»

Le présent chapitre présente le détail des hypothèses pour 2035. Si les scénarios «Slow Progress» et «On Track» pour 2035 interpolent les scénarios élaborés pour 2025 correspondants, les scénarios «Sun» et «Stagnancy» représentent deux autres possibilités de développement à venir, en termes de robustesse de la planification du réseau en cas d'évolutions extrêmes.

Comme dans le cas des scénarios élaborés pour 2025, Swissgrid se basent, ici aussi, principalement sur les études de l'OFEN et de l'ENTSO-E pour ses hypothèses relatives à 2035. Dans ce contexte, le scénario «Sun» présente une particularité. Les paramètres de ce scénario étaient imposés par l'Alliance-Environnement pour la Suisse, et déterminés en accord avec cette dernière pour l'étranger. Vous trouverez ci-dessous les détails des principales hypothèses des scénarios pour le marché d'électricité suisse et au niveau européen pour 2035¹⁷.

4.3.1. Capacités de production – Suisse

► En bref:

En 2035, le parc de centrales présente des différences importantes entre les deux scénarios. C'est notamment le cas au niveau de la puissance installée des centrales électriques et de la composition du parc de centrales.

Dans le scénario «On Track», la puissance installée des centrales électriques passe à 30,7 GW. Cette hausse est principalement due à l'essor du photovoltaïque (passé à 7 GW), et des autres énergies renouvelables. Celui-ci compense la sortie du nucléaire (environ 2 GW). Cette évolution entraîne une hausse de la proportion des capacités volatiles des centrales électriques dans le parc de centrales.

Le scénario «Slow Progress», quant à lui, ne prévoit qu'une légère hausse par rapport à 2025, due principalement au photovoltaïque. L'énergie nucléaire reste inchangée, à environ 2 GW.

Dans le scénario «Sun», nous assistons à une hausse de la puissance installée des centrales à 37,1 GW en raison du développement important du photovoltaïque, passant à 15,6 GW. Celui-ci compense la sortie du nucléaire. La proportion du photovoltaïque dans la puissance installée des centrales se chiffre ainsi à 42%.

Le scénario «Stagnancy» ne prévoit pas d'extension des énergies renouvelables en raison du climat économique morose qui perdure dès 2025, tandis que la puissance installée stagne à 23,9 GW. Cette valeur correspond à celle du scénario «Slow Progress» pour 2025.

¹⁷ Les détails des hypothèses sont présentés en annexe pour la Suisse. Nous renvoyons aux documents de références de l'ENTSO-E correspondants pour les détails des hypothèses relatives à l'Europe.

Tableau 4.6: Puissance installée 2035 – Suisse

Puissance installée (MW)	2013	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
Photovoltaïque	756	7000	2600	15 631	1800
Énergie éolienne	60	1170	510	1502	240
Autres énergies renouvelables ^{T6}	243	1352	620	2634	489
Hydraulique ^{T7}	14 575	20 161	18 510	16 857	18 510
Autres énergies non renouvelables ^{T8}	426	1045	910	–	687
Gaz	–	–	–	–	–
Énergie nucléaire	3278	–	2135	–	2135
Total	19 338	30 728	25 285	36 624	23 861

Sources: OFEN, Swissgrid, exploitant de centrales électriques, Alliance-Environnement (valeurs Sun)¹⁸

4.3.1.1. Scénarios clés «On Track» et «Slow Progress»

Le tableau 4.6 présente les capacités installées en Suisse, pour les différents scénarios, pour 2035. L'évolution du parc de centrales prévue dans le scénario «On Track» est marqué par la forte extension à long terme du photovoltaïque et de l'énergie éolienne, que les prévisions du scénario font presque doubler. Contrairement à 2025, ce scénario suppose en outre l'achèvement des CPT Rhodix et KWO+ et leur disponibilité au sein du parc de centrales en 2035.

Le scénario «Slow Progress» prévoit également une nouvelle extension des énergies renouvelables, mais à un niveau nettement plus faible que dans le scénario «On Track». Contrairement à 2025, si aucune nouvelle centrale électrique n'est mise en service sur le territoire suisse, il n'y a pas non plus de fermeture d'installations. Les centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen restent donc en exploitation. Si les deux scénarios «On Track» et «Slow Progress» présentaient des chiffres très similaires pour 2025 en termes de puissance installée du parc de centrales, ceux-ci se distinguent pour 2035 plus nettement. Cette évolution est notamment due au développement des énergies renouvelables, à la sortie du nucléaire et aux CPT supplémentaires du scénario «On Track».

4.3.1.2. Scénarios marginaux «Sun» et «Stagnancy»

Les capacités du scénario «Sun» s'appuient sur l'objectif d'une couverture totale du mix électrique en Suisse par des énergies renouvelables indigènes. Ce scénario comprend donc une forte hausse de la production provenant d'énergies renouvelables. D'ici 2035, 15 631 MW d'énergie photovoltaïque seront installés. On observe en outre une hausse de la capacité installée de génération d'électricité à partir de l'éolien, de la biomasse et de la géothermie. Au total, les centrales éoliennes mettent 1502 MW, contre 1634 MW pour les installations de biomasse et de biogaz, et 1000 MW pour les installations géothermiques à disposition. Dans ce scénario, conformément à l'objectif de production totale de l'électricité à partir des énergies renouvelables, la Suisse sort du nucléaire et ne construit aucune centrale électrique produisant l'électricité à partir de combustibles conventionnels. On assiste à une hausse de la construction de nouvelles centrales hydroélectriques de

¹⁸ Les capacités de production des énergies renouvelables en 2035 sont reprises des scénarios des perspectives énergétiques de l'OFEN. Les hypothèses relatives aux grandes centrales, par contre, ont été définies sur la base de l'enquête EC, complétée par des hypothèses propres à Swissgrid pour le scénario «Stagnancy». Contrairement aux autres scénarios, les hypothèses du scénario «Sun» proviennent de l'Alliance-Environnement.

^{T6} Sont touchés: la géothermie, la biomasse, le biogaz, les stations d'épuration (STEP) et 50% des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM).

^{T7} Sont également touchés, en plus des centrales actuelles: Nant de Drance, Linth Limmern, Grimsel 1E et Veytaux, ainsi que d'autres petits projets. S'ajoutent à cela pour le scénario «On Track» Rhodix, Lago Bianco et Grimsel.

^{T8} Sont touchés: les nouvelles installations de couplage chaleur-force (CCF) et les 50 autres % des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM).

2282 MW, soit un niveau inférieur à celui des autres scénarios. Contrairement à 2013, cette expansion est entraînée par les centrales de pompage-turbinage en construction de Nant de Drance, Linth Limmern et Veytaux.

Les centrales au fil de l'eau représentent 4,23 GW et les centrales à accumulation 12,6 GW de puissance installée, sur un total d'environ 16,9 GW.

Contrairement au scénario «Sun», le scénario «Stagnancy» décrit quant à lui un monde dans lequel la longue crise économique empêche le secteur de l'énergie d'évoluer vers plus de durabilité. Au lieu de cela, ce scénario mise sur les centrales électriques conventionnelles existantes. Dans le parc de centrales, cette tendance s'exprime par l'absence d'investissement dans les centrales électriques après 2025. La promotion des énergies renouvelables est particulièrement touchée, faisant stagner les capacités photovoltaïques, éoliennes et de la biomasse au niveau de 2025. Le parc de centrales helvétique du scénario «Stagnancy» correspond donc à celui du scénario «Slow Progress 2025».

4.3.2. Consommation d'électricité – Suisse

Pour les scénarios clés, les données relatives à la consommation d'électricité sur le sol helvétique continuent de s'appuyer sur les scénarios de la stratégie énergétique 2050 («Nouvelle politique énergétique» pour le scénario «On Track», et sur la stratégie «Poursuite de la politique actuelle» pour «Slow Progress»), alors que le scénario «Sun» se base sur des indications de l'Alliance-Environnement. Le scénario «Stagnancy» émet l'hypothèse d'une consommation d'électricité d'environ 5% inférieure à celle du scénario «Slow Progress 2025». Ce chiffre se base sur l'hypothèse d'une baisse de la consommation d'électricité due à la stagnation de l'économie¹⁹. La consommation d'électricité indiquée correspond à la consommation finale, pertes comprises. Les chiffres présentés ne tiennent toutefois pas compte de l'énergie de pompage ni de la consommation propre des centrales électriques.

Tableau 4.7: Consommation d'électricité – Suisse

	2013	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
Consommation d'électricité (TWh)	64	59,3	69,8	69,8	1
Charge de pointe annuelle (GW)	59,3	9	9	2	4

Source: OFEN, Alliance-Environnement, Swissgrid

4.3.2.1. Scénarios clés «On Track» et «Slow Progress»

La consommation d'électricité prévue au scénario «On Track» correspond à celle du scénario «Nouvelle politique énergétique» de l'OFEN. Celui-ci prévoit une consommation légèrement plus faible en 2035 qu'en 2025. Ce recul de la demande est principalement dû à de nouvelles mesures d'efficacité énergétique. De nouvelles applications consommatrices d'électricité compensent cependant en partie l'effet des mesures d'efficacité énergétique, avec au final un recul par rapport à 2025 de 2,2 TWh. Des mesures de gestion

¹⁹ Le scénario «Stagnancy» sont conformes aux scénarios «On Track» et «Slow Progress» compte tenu d'une récession économique après 2025.

de la demande supplémentaires²⁰ veillent à limiter la hausse de la charge de pointe due aux nouvelles applications consommatrices d'électricité à 10,9 GW.

La consommation prévue au scénario «Slow Progress» correspond au scénario de l'OFEN «Poursuite de la politique actuelle». Celui-ci prévoit une forte augmentation de la consommation d'électricité, étant donné qu'aucune mesure d'efficacité supplémentaire n'est prise pour diminuer la consommation. Il s'en suit une hausse de la consommation d'électricité de 64 TWh en 2013 à 67,2 TWh en 2025, et à 69,8 TWh en 2035. En conséquence, la charge de pointe augmente également, pour se fixer à 11,9 GW.

4.3.2.2. Scénarios marginaux «Sun» et «Stagnancy»

La consommation prévue au scénario «Sun» s'appuie sur des données de l'Alliance-Environnement. La transformation du système énergétique suisse visant à atteindre 100% d'énergies renouvelables indigènes ne se reflète pas seulement sur le parc de centrales, mais également sur la consommation. Le scénario présume des efforts importants en termes d'efficacité énergétique, permettant à la consommation d'électricité supposée de reculer à 62,8 TWh par rapport à aujourd'hui, malgré les applications supplémentaires dans le secteur du chauffage et de la mobilité. Pour atteindre ces objectifs, de hautes exigences énergétiques quant aux nouveaux appareils électriques et aux activités des entreprises d'approvisionnement en électricité, permises par les cadres réglementaires, doivent permettre d'améliorer l'efficacité électrique de ses clients. La hausse de la charge de pointe annuelle n'est pas compensée par les mesures de gestion de la demande²¹. La charge de pointe annuelle poursuit ainsi sa hausse pour atteindre 11,15 GW.

La demande en électricité prévue au scénario «Stagnancy» est déterminée par deux tendances inverses. On assiste d'un côté à une absence d'investissements dans les mesures d'efficacité énergétique, et de l'autre, à une stagnation de la demande en électricité au niveau présumé par le scénario «Slow Progress 2025», en raison de la crise économique prolongée. Ce scénario recourt donc à une consommation annuelle de 66,1 TWh, et avec une charge de pointe de 11,4 GW.

20 Demand Side Management (DSM) en anglais. Celles-ci peuvent être utilisées de manière à diminuer la consommation aux périodes de forte charge et à compenser cette diminution en période de faible demande. Le potentiel des mesures de gestion de la demande diffère en fonction de la saison (été, hiver, période intermédiaire), ainsi qu'en fonction du jour et de la nuit. Selon le scénario «On Track 2035», le potentiel de déplacement de la charge se chiffre à 2% de la charge maximale saisonnière pour une nuit d'été, à de 8% de la charge maximale saisonnière pour une journée d'hiver.

21 Dans le scénario «Sun 2035», le potentiel de déplacement de la charge selon l'hypothèse de l'Alliance-Environnement se monte toujours à 9,7% de la charge de pointe saisonnière.

4.3.3. Net Transfer Capacities – Suisse

Le tableau 4.8 présente pour les scénarios clés et marginaux les NTC supposés dans le modèle de marché des pays voisins de la Suisse pour 2035, ainsi que les valeurs NTC actuelles de la Suisse, à titre de comparaison.

Tableau 4.8: Net Transfer Capacities 2035 – Suisse

NTC (MW)	2013	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
NTC Nord importation					
Hiver	5 274	8 600	7 500	7 500	7 500
Été	5 074	8 600	7 500	7 500	7 500
NTC Nord exportation					
Hiver	6 300	9 740	8 640	8 640	8 640
Été	6 300	9 740	8 640	8 640	8 640
NTC Italie importation					
Hiver	1 810	3 110	2 010	2 010	2 010
Été	1 440	2 740	1 640	1 640	1 640
NTC Italie exportation					
Hiver	4 240	5 540	4 440	4 440	4 440
Été	3 420	4 720	3 620	3 620	3 620

Source: Swissgrid

Les scénarios clés «On Track» et «Slow Progress» n'ont pas subi de modification par rapport à 2025, afin de ne pas diluer l'évaluation des projets prévus pour 2025. Par ailleurs, Swissgrid s'engage également à long terme en matière d'efficacité, c'est-à-dire que la société n'entreprend des extensions du réseau que dans la mesure où celles-ci permettent d'exploiter le réseau de manière efficace et sûre du point de vue technique.

Les hypothèses suivantes ont été émises pour les deux scénarios marginaux, qui permettent de tester la robustesse et la durabilité des mesures d'extension du réseau proposées:

- » Concernant les NTC, le scénario «Sun» s'appuie sur les faibles NTC du scénario «Slow Progress», malgré la forte extension des énergies renouvelables. En effet, l'idée principale du scénario est de créer un système énergétique suisse aussi indépendant que possible, pour ne pas devoir augmenter les NTC en 2025.
- » Si le scénario «Stagnancy» se base également sur les NTC du scénario «Slow Progress» de 2025, ceci est dû, ici, au manque d'investissement dans l'extension des interconnexions, en raison du ralentissement de la conjoncture et de la lenteur de l'extension des énergies renouvelables.

4.3.4. Prix des combustibles et du CO₂

Comme dans le cas de l'estimation des prix des combustibles pour 2025, Swissgrid n'entreprend pas d'estimation propre pour les scénarios de 2035, mais s'appuie sur des estimations du WEO de l'AIE.

Tableau 4.9: Prix des combustibles et du CO₂

Prix des combustibles et du CO ₂ ^{T9/T10}	Unité	2035			
		«On Track»	«Slow Progress»	«Sun»	«Stagnancy»
Nucléaire	€/MWh	1,36	1,36	1,36	1,36
houille	€/MWh	8,84	14,14	19,48	9,38
lignite	€/MWh	1,58	1,58	1,58	1,58
Gaz	€/MWh	25,32	37,34	53,03	21,64
Huile légère	€/MWh	62,44	93,18	73,16	48,92
Huile lourde	€/MWh	36,87	55,02	43,18	28,97
Huile de schiste	€/MWh	8,28	8,28	8,28	8,28
Prix du CO ₂	€/t	97,50	23,40	80,00	5,76

Source: WEO (2013), TYNDP (2014), Alliance-Environnement

Les hypothèses relatives aux prix des combustibles émises dans le scénario «On Track» proviennent du scénario WEO élaboré par l'AIE pour 2025, dit «scénario 450», alors que ceux utilisés dans le scénario «Slow Progress» sont issus du scénario WEO de l'AIE dénommé «Current Policy Scenario». Les prix des combustibles nucléaires, du lignite et de l'huile de schiste restent constants dans les deux scénarios clés sur une durée prolongée. Des différences de prix apparaissent surtout dans le domaine de la houille, du gaz, de l'huile légère, du pétrole lourd, ainsi que du CO₂.

Les hypothèses du scénario «Sun» s'appuient sur les indications de l'Alliance-Environnement. Ce scénario se caractérise notamment par un haut niveau de prix du CO₂ de 80€/t, reflétant la volonté politique de promotion des énergies renouvelables. Il suppose également une forte hausse des prix du gaz et du charbon – conformément à l'éloignement supposé de la production d'électricité selon des méthodes conventionnelles, compte tenu des efforts politiques internationaux d'intégration des coûts externes dans les prix.

L'évolution des prix des combustibles présumée dans le scénario «Stagnancy» s'oriente quant à elle sur les prix actuels des combustibles. Les prix du combustible pour la houille, le gaz, l'huile légère, et le pétrole lourd, ainsi que les prix du CO₂ se basent sur le prix moyen de l'année 2014 et sont donc nettement moins élevés, puisque ce scénario prévoit une stagnation dans de l'économie (mondiale).

T9 Prix exprimés comme prix réels franco centrale.

T10 En raison de sa faible densité de flux énergétique, le lignite ne fait pas l'objet de marchés suprarégionaux. On part donc d'un prix de revient dépendant partiellement des prix de l'énergie d'autres agents énergétiques primaires

4.3.5. Réplication de l'étranger

En 2035, la Suisse reste étroitement liée au système d'électricité européen. Les hypothèses relatives au système énergétique helvétique sont donc complétées par des hypothèses relatives à l'étranger. Celles-ci porte sur tous les pays du réseau ENTSO-E.

Tableau 4.10: Réplication de l'étranger pour 2035

Réplication de l'étranger	2035	
	«On Track»	«Slow Progress»
Capacités de production	ENTSO-E TYNDP 2014, vision 3, pour l'énergie éolienne et solaire, vision 4	ENTSO-E TYNDP 2014, vision 1, pour l'énergie éolienne et solaire, conformément aux hypothèses SG
Consommation d'électricité	adaptée sur la base du TYNDP 2014, vision 3 de l'ENTSO-E	adaptée sur la base du TYNDP 2014, vision 1 de l'ENTSO-E
NTC	ENTSO-E TYNDP 2014	ENTSO-E TYNDP 2014
Réplication de l'étranger	2035	
	«Sun»	«Stagnancy»
Capacités de production	ENTSO-E TYNDP 2014, vision 3, pour l'énergie éolienne et solaire, vision 4	«Slow Progress 2025», gaz réduit selon hypothèses Swissgrid
Consommation d'électricité	adaptée sur la base du TYNDP 2014, vision 3 de l'ENTSO-E	Hausse de +2% par rapport à 2013, hypothèse Swissgrid
NTC	ENTSO-E TYNDP 2014	ENTSO-E TYNDP 2012

Contrairement aux hypothèses émises pour l'année de référence 2025, les hypothèses pour 2035 s'appuient majoritairement sur le TYNDP 2014 de l'ENTSO-E.

- » **Capacités de production étrangère** – en l'absence de données propres des associations de l'Alliance-Environnement, nos hypothèses concernant le développement du parc de centrales européen reposent sur des scénarios de l'ENTSO-E. Hormis les installations solaires et éoliennes, les hypothèses sur les capacités de production émises dans les scénarios «On Track» et «Sun» se basent sur le TYNDP 2014 vision 3 de l'ENTSO-E. Étant donné la forte extension des installations solaires et éoliennes, les indications du scénario le plus ambitieux de l'ENTSO-E, la vision 4, ont été utilisées. Les hypothèses du scénario «Slow Progress» proviennent, quant à elles, du TYNDP 2014 vision 1 de l'ENTSO-E, avec toutefois un ajustement des hypothèses en fonction du développement de l'énergie éolienne et solaire par Swissgrid. Cet ajustement consiste en une légère hausse de la capacité installée pour l'éolien et le solaire. Le scénario «Stagnancy» est basé sur des hypothèses propres, selon lesquelles la consommation d'électricité à l'étranger croît de 2% par rapport au niveau de 2013. Les hypothèses relatives aux capacités des centrales électriques sont identiques à celles du scénario «Slow Progress 2025», exception faite des centrales à gaz. Ce scénario émet l'hypothèse d'une fermeture des centrales électriques inefficaces. La capacité totale des centrales à gaz est donc inférieure à celle présumée dans le scénario «Slow Progress 2025». Ce scénario réplique donc une stagnation des capacités des centrales électriques pour l'étranger également.
- » **NTC étranger** – à des fins de cohérence entre les scénarios en termes d'évolution des interconnexions à l'étranger, nous avons recouru aux hypothèses des TYNDP 2014 et 2012 ENTSO-E²².

Les hypothèses présentées ici ont été implémentées dans le modèle de marché Swissgrid. De ces simulations du marché résultent une utilisation pertinente des centrales électriques pour la planification du réseau, ainsi que les flux d'électricité internationaux basés sur cette dernière.

²² Contrairement à l'année de référence 2025, basée sur le TYNDP 2012, nous utilisons ici le TYNDP 2014, car celui-ci présente une perspective plus proche de l'année de référence.

5. Simulation du marché et du réseau

Le présent chapitre présente dans un premier temps les principaux résultats de la simulation du marché. Ceux-ci permettront de définir les situations d'exploitation de demain pour le réseau de transport suisse, qui seront ensuite analysées à l'aide de la simulation du réseau, afin d'identifier les mesures d'extension du réseau nécessaires.

5.1. Simulation du marché des scénarios 2025

► En bref:

Le mix de production supposé pour la Suisse se caractérise comme suit:

- » **Solde du commerce extérieur** – dans le scénario «On Track», la Suisse devient exportateur net (8 TWh/a). En raison du haut niveau des prix du CO₂ et de la demande croissante en électricité en Europe, la production basée sur l'énergie hydraulique et sur l'énergie nucléaire présente un intérêt. Dans le scénario «Slow Progress», la Suisse est importateur net (env. 3 TWh/a).
- » **Force hydraulique** – le scénario «Slow Progress» prévoit une légère hausse de l'utilisation des réservoirs remplis par pompage dans l'arc alpin, par rapport à celle prévue dans le scénario «On Track», puisque dans ce dernier, les centrales à gaz plus flexibles entrent en concurrence avec les réservoirs remplis par pompage, alors que ceux-ci remplacent les centrales au charbon, plus lourdes, dans le scénario «Slow Progress».
- » **Nucléaire** – dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress», les centrales nucléaires existantes sur le sol helvétique sont fortement sollicitées, ce qui implique l'échange d'énergie suivant entre la Suisse et les régions voisines:
- » **Activité commerciale avec la France** – dans les deux scénarios, la France exporte de grandes quantités d'énergie vers la Suisse.
- » **Activité commerciale avec l'Italie** – il n'en va pas de même du négoce d'électricité de la Suisse avec l'Italie. Les deux scénarios présument que la Suisse exporte environ 20 à 25 TWh/a vers l'Italie.
- » **Activité commerciale avec l'Allemagne / l'Autriche** – dans le scénario «On Track», l'échange net de la Suisse avec l'Allemagne et l'Autriche est presque nul, alors que le scénario «Slow Progress» voit partiellement la Suisse comme axe de transit de l'Allemagne vers l'Italie.

Par rapport à aujourd'hui, les prix de l'électricité enregistrent une hausse dans les deux scénarios. Dans le scénario «On Track», le prix de base (en anglais «base price») se chiffre en Suisse à 80 EUR/MWh, contre 68 EUR/MWh dans le scénario «Slow Progress».

Les résultats pertinents de la simulation du marché pour la planification du réseau comportent des indications relatives à l'exploitation des centrales, à l'échange d'énergie de la Suisse avec les régions voisines, ainsi que sur l'évolution des prix. Celle-ci présentées brièvement ci-dessous.

5.1.1. Mix de production Suisse et Europe

La modélisation du marché présente pour 2025 la charge estimée, heure par heure et centrale par centrale, pour les installations productrices en Europe et en Suisse du parc de centrales présenté au chapitre 4. Ces informations sont ensuite intégrées de manière particulièrement précise dans l'analyse du réseau.

A des fins de meilleure compréhension des effets et développements majeurs, les chiffres de production des principales régions de marché feront l'objet d'une agrégation annuelle et d'une classification par combustible dans les scénarios clés pour 2025. L'illustration 5.1 présente les quantités produites en Suisse en fonction de la source d'énergie primaire pour les deux scénarios clés en 2025. Les différences entre les deux scénarios en termes de mix de production reflètent des différences au niveau du parc de production, de la demande en électricité et particulièrement des prix des combustibles dans.

Mix de production CH 2025

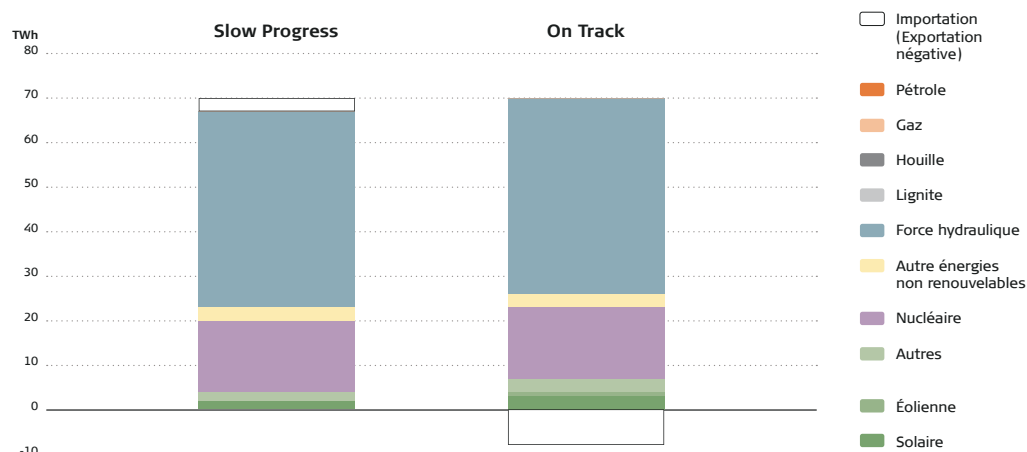


Illustration 5.1: Mix de production pour la Suisse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress 2025»

On observe les développements suivants au niveau du mix de production suisse: **Solde du commerce** extérieur – les deux scénarios présentent des différences majeures:

- » Dans le scénario «On Track», la Suisse devient exportateur net (8 TWh/a). En raison du haut niveau des prix du CO₂ et de la demande croissante en électricité en Europe, la production basée sur l'énergie hydraulique et sur l'énergie nucléaire, présente un intérêt. Par ailleurs, pour une demande en électricité nationale plus ou moins constante (61,5 TWh/a), l'extension des énergies renouvelables est nettement plus importante dans le scénario «On Track» que dans le scénario «Slow Progress» («On Track»: 4,6 TWh contre «Slow Progress»: 2,2 TWh).
- » Dans le scénario «Slow Progress», la Suisse est importateur net (env. 3 TWh/a). La production principalement basée sur le charbon en provenance d'Allemagne est exportée en Suisse et en Italie (transit par la Suisse). Celle-ci permet de couvrir la consommation d'électricité nationale nettement plus élevée (67,2 TWh/a).
- » **Force hydraulique** – le scénario «Slow Progress» prévoit une légère hausse de l'utilisation des réservoirs remplis par pompage dans l'arc alpin par rapport à celle prévue dans le scénario «On Track», parce que dans ce dernier, les centrales à gaz plus flexibles entrent en concurrence avec les réservoirs remplis par pompage, alors que ceux-ci remplacent les centrales au charbon, plus lourdes, dans le scénario «Slow Progress». Au total, les deux scénarios présumant une utilisation des pompes, tant sur le sol helvétique que dans d'autres régions de marché, nettement inférieure aux 1000 heures annuelles observées (environ 300 h/a pour le scénario «On Track» et 500 h/a pour le scénario «Slow Progress»). Ceci est particulièrement dû à l'extension internationale du réseau et à la construction attendue de centrales à gaz en Europe, comme le présume le SO&AF 2014, apportant plus de flexibilité au système d'électricité européen¹. Par ailleurs, les volatilités des prix sont généralement peu élevées dans les deux scénarios². Avec environ 44 TWh/a, la production d'énergie hydroélectrique (notamment les réservoirs et le fil de l'eau) conserve son rôle majeur pour la Suisse.

1 À l'heure actuelle, les pompes produisent en Suisse env. 1000 h/a. La différence avec les valeurs calculées dans le modèle est à imputer, d'une part, aux nouvelles conditions-cadres de l'économie énergétique déjà commentées ci-dessus, et d'autre part, mais dans une moindre mesure, au fait qu'outre la compensation de la volatilité de la demande et de la production (tel qu'un arbitrage entre le marché «day-ahead» et «intraday»), le modèle ne réplique pas d'autres options de revenus.

2 Le haut niveau des prix du CO₂ dans le scénario «On Track 2025» entraîne un rapprochement entre les coûts marginaux à court terme des centrales à houille et ceux des centrales à gaz – d'où la faible différence de prix sur le marché de gros pendant de nombreuses heures, malgré les variations de la demande (cf. ill. 5.5).

- » **Énergie nucléaire** – les deux scénarios prévoient une charge élevée des centrales nucléaires disponibles en Suisse, avec une production d'environ 16 TWh/a.

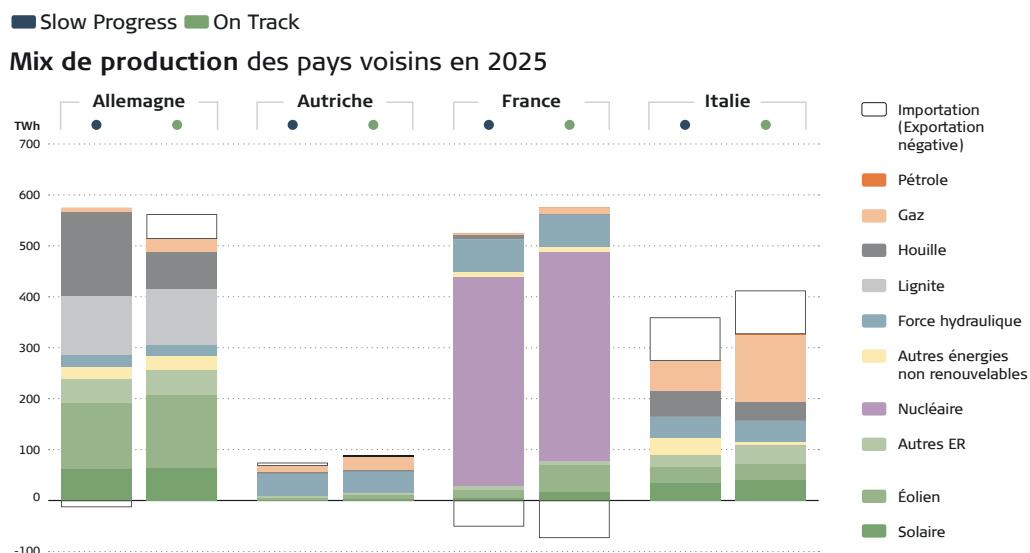


Illustration 5.2: Mix de production pour les pays voisins de la Suisse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress 2025»

Récapitulatif du mix de production dans les pays limitrophes:

- » **Lignite** – la production d'électricité à partir du lignite en Allemagne est similaire dans les deux scénarios (environ 109 à 115 TWh/a). En raison des avantages présentés par le lignite en termes de coûts des combustibles, le niveau de prix élevé du CO₂ de 50 EUR/t n'entraîne pas encore de réduction majeure de la production des centrales au lignite existantes. Cependant, le bénéfice tiré de cette production diminue considérablement, rendant à long terme la construction de nouvelles centrales au lignite inintéressante.
- » **Houille** – dans ce cas, le haut niveau de prix du CO₂ présumé dans le scénario «On Track» entre en jeu: la production d'électricité à partir de la houille est écartée au profit de la production à partir du gaz. Comme le montre l'échange d'énergie entre les pays, cette évolution affecte considérablement le besoin de transit (entre l'Allemagne et l'Italie, par exemple). L'Allemagne, avec un mix de production fortement basé sur le charbon devient importateur net dans le scénario «On Track» (env. 48 TWh/a), alors que le scénario «Slow Progress» place le pays parmi les exportateurs nets (env. 13 TWh/a). Cette évolution du besoin de transit entre l'Allemagne et l'Italie se répercute quant à elle sur la mission de transport du réseau de transport suisse.
- » **Centrales à gaz** – en raison du haut niveau de prix du CO₂, le scénario «On Track» présume une fabrication à partir du gaz nettement plus élevée dans les pays limitrophes que ne le fait le scénario «Slow Progress».
- » **Énergies renouvelables** – la fabrication d'électricité à partir des énergies renouvelables est beaucoup plus importante dans le scénario «On Track» que dans le scénario «Slow Progress». La production d'électricité éolienne caractérisée par de fortes fluctuations a notamment une influence plus importante dans le scénario «On Track».
- » **Énergie nucléaire** – la production d'électricité des centrales nucléaires françaises est similaire dans les deux scénarios (410 TWh/a). L'Allemagne est sortie du nucléaire dans les deux scénarios.

- » **Bilans des échanges d'électricité** – les deux scénarios traitent l'échange d'électricité entre les différents pays de manière très différente:
- » Dans le scénario «On Track», l'**Allemagne** est importateur net, notamment en raison du haut niveau de prix du CO₂, alors que le scénario «Slow Progress» la place parmi les exportateurs net suite au faible coût de la production d'électricité à partir du charbon. Le scénario «On Track» prévoit même une exportation nette de la Suisse vers l'Allemagne.
- » La **France** reste exportateur net, mais profite du haut niveau de prix du CO₂ (et écarte ainsi l'électricité produite en Allemagne à partir du charbon), ainsi que d'une expansion des énergies renouvelables plus importante dans le scénario «On Track».
- » L'**Italie** joue un rôle d'importateur net dans les deux scénarios. Cependant, les centrales à gaz italiennes profitent généralement du haut niveau de prix du CO₂ en Europe, entraînant un léger recul des importations nettes vers l'Italie dans le scénario «On Track».
- » Dans le scénario «On Track», l'**Autriche** devient exportateur net, car les centrales à gaz autrichiennes profitent du haut niveau des prix du CO₂. Les centrales hydrauliques supplémentaires (prévues pour 2025, principalement des réservoirs remplis par pompage) contribuent à cet effet en raison de la baisse de charge.

5.1.2. Échange d'énergie de la Suisse avec ses régions voisines

Le besoin d'élargissement du réseau de transport d'électricité suisse dépend également des flux d'importation et d'exportation. Le développement réseau dépend principalement de l'échange d'électricité en résultant, entre la Suisse et ses pays limitrophes. L'illustration 5.3 présente les quantités d'énergie échangées de la Suisse vers les pays voisins. L'Allemagne, la France et l'Autriche ont été regroupés sous l'acronyme «DACH»:

■ «On Track» ■ «Slow Progress» ■ Valeur réelle (2013)
Echanges nets en TWh

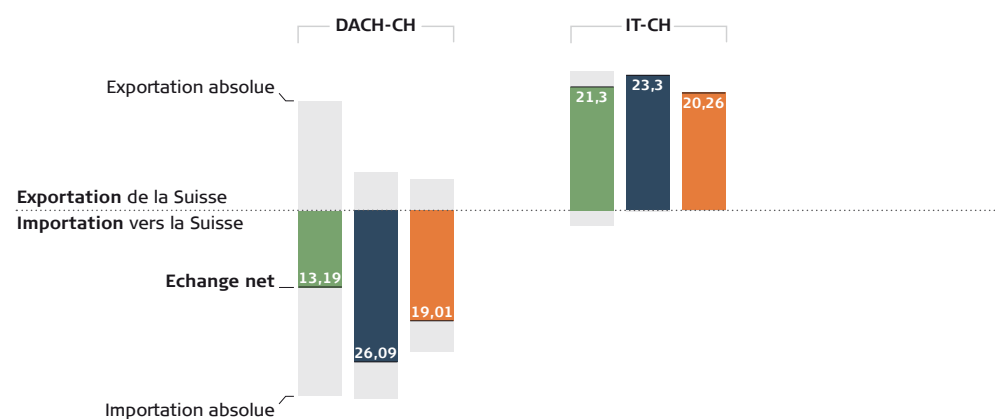


Illustration 5.3: Échange d'énergie «On Track» et «Slow Progress» avec DACH et FR

On observe les effets suivants:

- » **Activité commerciale avec la France** – dans les deux scénarios, la France exporte de grandes quantités d'énergie vers la Suisse³. Cette exportation vers la Suisse est relativement solide et représentera à l'avenir un élément essentiel de la mission d'approvisionnement du réseau de transport helvétique.

³ La modélisation ne tient pas compte de contrats à long termes («Long Term Contracts» ou «LTC»).

- » **Activité commerciale avec l'Italie** – il n'en va pas de même du négoce d'électricité de la Suisse avec l'Italie. Les deux scénarios présument que la Suisse exporte environ 20 à 25 TWh/a vers l'Italie, conservant son rôle de plaque tournante des échanges électriques.
- » **Activité commerciale avec l'Allemagne / l'Autriche** – concernant l'échange d'électricité avec l'Allemagne / l'Autriche, les deux scénarios clés 2025 présentent d'importantes différences:
- » Dans le **scénario «On Track»**, l'échange net de la Suisse avec l'Allemagne et l'Autriche est presque nul. Cela signifie que la Suisse joue le rôle de «swing supplier» (fournisseur d'appoint), achetant de l'électricité à l'Allemagne et à l'Autriche (par exemple aux heures durant lesquelles le volume d'électricité éolienne injecté est plus important), et en exportant vers l'Allemagne et vers l'Autriche (aux heures de faible production d'électricité éolienne en Allemagne, par exemple). Dans le scénario «On Track», la Suisse exporte plus vers l'Allemagne qu'elle n'importe de ce pays. Il en va de même pour l'Autriche, quoique la différence soit très faible dans ce cas.
- » Dans le **scénario «Slow Progress»**, le réseau de transport suisse est fortement exploité pour le transit de l'électricité produite en Allemagne à partir du charbon (en plus de l'électricité nucléaire française) vers l'Italie, même si le réseau est également exploité pour l'exportation vers l'Allemagne à certaines heures (de faible vent). Les importations suisses en provenance d'Autriche dépassent, elles aussi, nettement les importations autrichiennes.

Les résultats annuels représentés ci-dessus en termes d'échange d'électricité entre ces pays sont à l'origine de la charge des capacités d'échange disponibles (NTC) aux frontières helvétiques, représentée à l'illustration 5.4. Celle-ci présente le pourcentage de charge des capacités d'échange suisses avec ses régions voisines, sur la base des NTC modélisées dans les scénarios (c'est-à-dire, selon la frontière envisagée, avec une NTC supérieure de 1000 à 1100 MW pour le scénario «On Track»). La zone positive de l'axe vertical décrit les exportations de la Suisse vers la région DACH ou vers l'Italie. Inversement, la zone négative de l'axe vertical décrit les importations suisses en provenance de ces régions. L'axe horizontal représente le pourcentage du temps d'exploitation. Il en résulte par exemple qu'en 2013, les capacités d'échange ont été exploitées à 90% pour importer en Suisse de l'électricité de la région DACH.

Le transit d'électricité DACH/IT observé dans les deux scénarios se reflète dans une charge comparativement élevée des capacités NTC de la région DACH vers la Suisse, et de la Suisse vers l'Italie. Une analyse par pays des flux d'électricité de la région DACH indique notamment que les capacités d'importation en provenance de la France sont exploitées de manière similaire dans les deux scénarios. Concernant les capacités d'échange transfrontalières entre la Suisse et l'Allemagne, les importations suisses dominent le scénario «Slow Progress» (puissance d'importation totale sur 44% de l'ensemble des heures de l'année 2025), alors que le scénario «On Track» envisage l'échange de manière nettement plus volatile, avec une part d'importation et une part d'exportation. Comme aujourd'hui, une grande partie des importations suisses a lieu en hiver, période durant laquelle la disponibilité de l'énergie hydraulique suisse est nettement plus faible qu'aux autres périodes de l'année. Aucun des scénarios 2025 ne prévoit de situations d'approvisionnement critiques dans le bilan énergétique suisse.

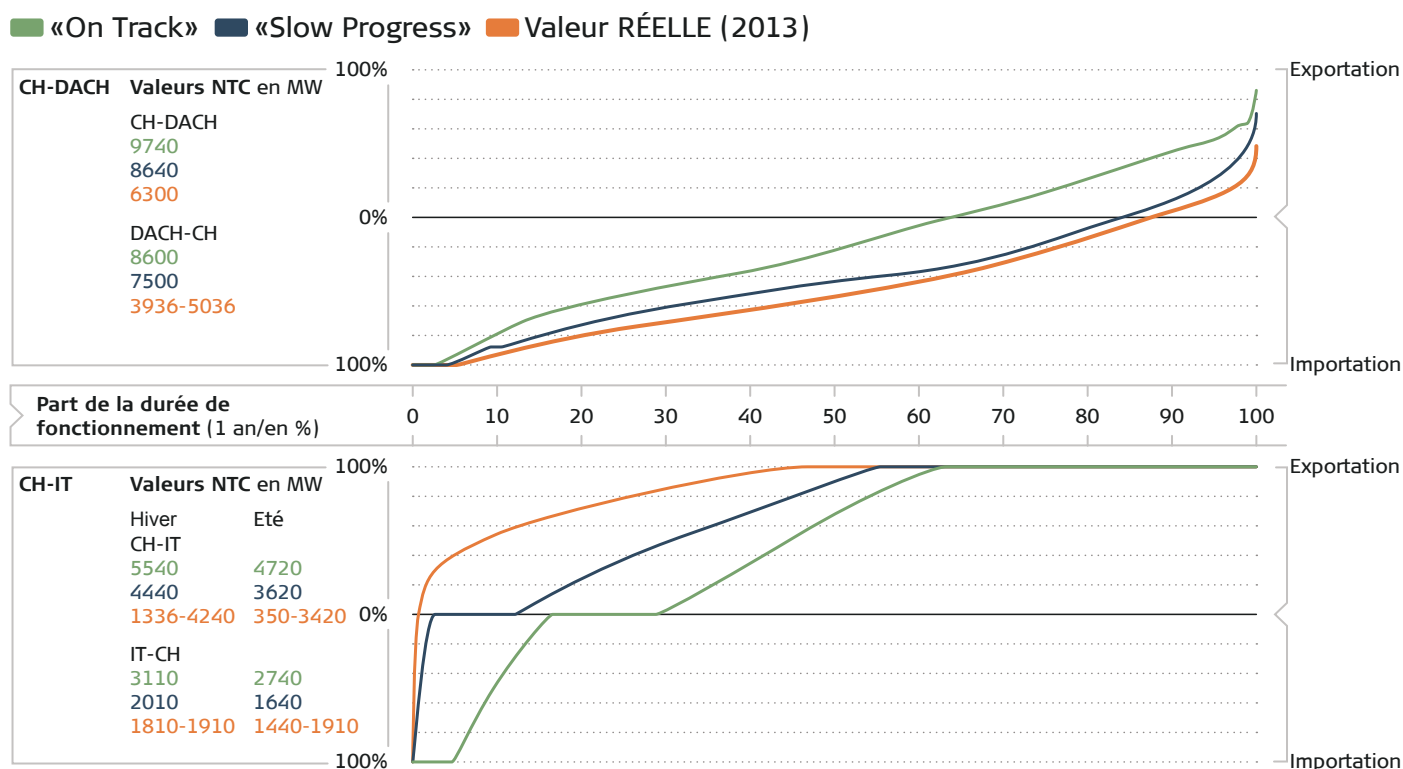


Illustration 5.4: Charge NTC de la région DACH et avec l'Italie

5.1.3. Evolution des prix

L'évolution des prix de l'électricité en Suisse et dans les régions voisines joue un rôle important dans le plan d'extension du réseau. Pour deux raisons:

- » **Valeur des lignes issue de l'arbitrage** – les différences observées dans les prix de l'électricité entre les zones du marché déterminent le besoin de transport entre ces régions. En général, plus la différence de prix est importante, et plus sa fréquence est élevée, plus la valeur d'une extension du réseau est élevée à cet endroit (voir méthodologie de l'analyse coût-bénéfice).
- » **Valeur des lignes issue des pertes évitées** – le niveau du prix de l'électricité détermine la valeur des pertes lors du transport de l'électricité. En cas de niveau de prix de l'électricité élevé (lors de coûts élevés de production d'électricité, par exemple) les pertes pèsent plus lourd que lorsque les coûts de production d'électricité sont faibles.

L'illustration 5.5 présente l'évolution des prix dans les régions de marché pour les deux scénarios 2025. Elle représente une courbe de durée des prix⁴ pour la Suisse et les pays limitrophes, affichant l'ensemble des prix horaires de l'électricité sur l'année, triés par ordre croissant:

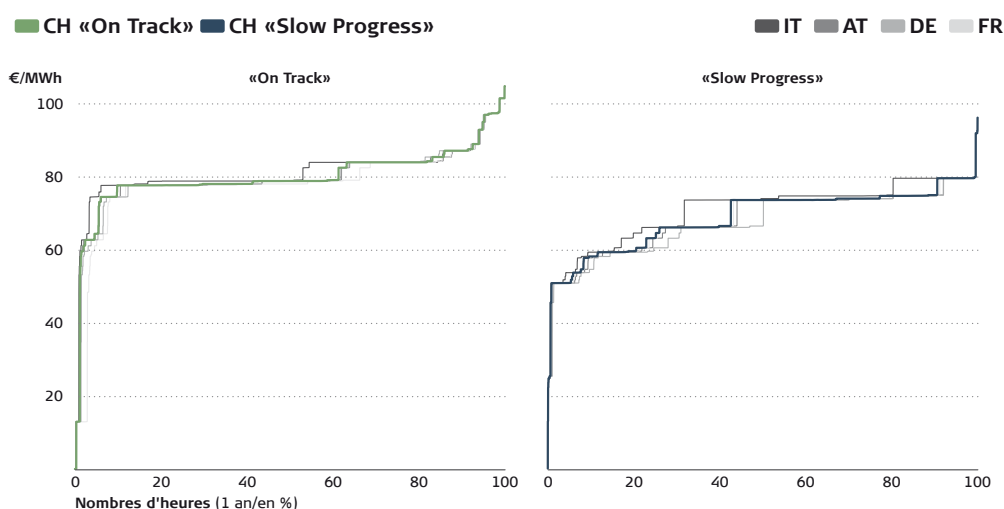


Illustration 5.5: Courbe de durée des coûts marginaux pour les scénarios clés 2025 avec l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et la France

Dans les deux scénarios, le niveau des prix de l'électricité dans les régions de marché est nettement supérieur au prix de l'électricité actuels (d'environ 42 EUR/MWh). Dans le scénario «On Track», le prix de base (en anglais «base price») se chiffre en Suisse à 80 EUR/MWh, contre 68 EUR/MWh dans le scénario «Slow Progress». Dans le scénario «On Track», le principal moteur des prix est le niveau élevé du prix du CO₂.

Les prix élevés du CO₂ du scénario «On Track» sont à l'origine de la courbe des prix nettement plus «plate», puisque les coûts de production de l'électricité des centrales à gaz et des centrales à houille se rapprochent. Cependant, on observe également des prix extrêmement bas plus fréquents dans le scénario «On Track» en raison du renforcement de la production d'énergies renouvelables (production volatile d'énergie éolienne et photovoltaïque).

Le scénario «Slow Progress» mise sur d'importantes différences de prix notamment en été entre la région DACH et l'Italie – signe évident que les capacités de transit disponibles vers l'Italie à ces heures est entièrement exploité⁵.

⁴ En unités monétaires réelles (€), année triée par ordre croissant par nombre d'heures

⁵ La question est de savoir si cela justifie en soi une extension du réseau du point de vue économique – il faut donc se poser la question de la fréquence des congestions et des différences de prix en résultant. Nous nous penchons sur la question à l'aide d'une CBA multicritères au chapitre 7.

5.2. Simulation du marché des scénarios 2035

► L'essentiel en bref:

Le mix de production pour la Suisse se caractérise comme suit:

- » **Solde du commerce extérieur** – les scénarios clés prévoient la poursuite de la tendance de 2025. Dans le scénario «On Track», la Suisse reste exportateur net en 2035 également, alors qu'elle est déjà importateur net en 2025 dans le scénario «Slow Progress». Dans le scénario marginal «Stagnancy», la modification des prix des combustibles entraîne un mix de production légèrement différent, ce qui a pour effet un recul de l'importation nette. Dans le scénario «Sun», la Suisse produit 100% de son besoin d'électricité à partir des énergies renouvelables et n'a donc qu'un besoin d'importations nettes très réduit et saisonnier.
- » **Énergie hydraulique** – la production d'énergie hydraulique est pratiquement identique dans les deux scénarios clés. Par rapport aux scénarios de 2025, la production d'énergie hydraulique n'est cependant que légèrement plus importante. Le scénario marginal «Stagnancy» prévoit une production d'énergie hydraulique de 43,3 TWh. La quantité produite ne diffère donc que très peu de celle prévue dans le cadre du scénario «Slow Progress 2025». En revanche, le scénario «Sun» prévoit une production d'énergie hydraulique de 40,4 TWh. Étant donné la faible capacité de production, les centrales électriques existantes sont donc plus exploitées.
- » **Nucléaire** – les scénarios «On Track» et «Sun» prévoient une sortie du nucléaire d'ici 2035. Dans le scénario clé «Slow Progress», l'approvisionnement reste assuré à concurrence de 15,8 TWh (soit 22% de la consommation d'électricité suisse) par le nucléaire. Le scénario marginal «Stagnancy» prévoit même une production plus élevée (16,3 TWh, soit 24% du besoin en électricité annuel de la Suisse).
- » **Énergies renouvelables** – les scénarios «On Track» et «Sun» accordent la deuxième place en termes d'importance aux installations solaires comme source de production, derrière l'énergie hydraulique. Les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy» misent sur des quantités nettement moins élevées,

ce qui implique l'échange d'énergie suivant entre la Suisse et les régions voisines:

- » **Activité commerciale avec la France** – dans les scénarios «On Track», «Slow Progress» et «Sun», la Suisse importe environ 20 TWh par an en provenance de la France. En revanche, ils ne prévoient aucune exportation vers la France. Seul le scénario «Stagnancy» prévoit une exportation suisse vers la France supérieure aux importations.
- » **Activité commerciale avec l'Italie** – tous les scénarios s'accordent sur la robustesse de l'échange avec l'Italie. Comme aujourd'hui, la Suisse reste un exportateur net en 2025.
- » **Activité commerciale avec l'Allemagne / l'Autriche** – si les importations suisses en provenance d'Allemagne et d'Autriche restent relativement constantes dans les quatre scénarios (entre 15 TWh et 20 TWh), les exportations présentent de fortes variations d'un scénario à l'autre. L'exportation se monte seulement à 7 TWh, voire à 5,5 TWh dans les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy», alors qu'elle s'élève à 21,2 TWh dans le scénario «On Track» et à 12,6 TWh dans le scénario «Sun».

Les prix de l'électricité enregistrent encore une légère hausse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress» par rapport à 2025. Les prix indiqués dans «Stagnancy» sont nettement inférieurs à ceux des deux scénarios clés en raison des coûts du combustible moins élevés, alors que ceux prévus par le scénario «Sun» sont supérieurs aux valeurs des scénarios clés.

Des simulations du marché détaillées ont été réalisées selon les méthodes présentées au chapitre 5.1 pour les quatre scénarios 2035. Leurs résultats sont commentés ci-dessous.

5.2.1. Mix de production de la Suisse en 2035

À l'instar du chapitre 5.1, les illustrations 5.6 et 5.7 ci-dessous présentant les quantités de production font l'objet d'une agrégation annuelle et d'une classification par combustible pour la Suisse et ses pays limitrophes.

Mix de production CH 2035

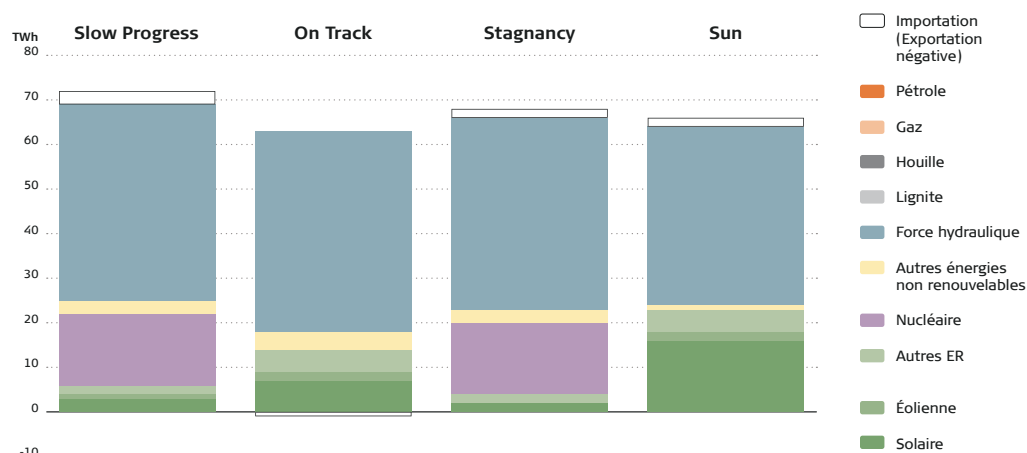


Illustration 5.6: Mix de production de la Suisse en 2035

Concernant l'évolution du mix de production suisse, on constate les faits suivants:

- » **Énergies renouvelables** – la contribution de l'énergie renouvelable éolienne et solaire provient des hypothèses émises pour les scénarios. Les scénarios «On Track» et «Sun» accordent la deuxième place en termes d'importance aux installations solaires comme source de production, derrière l'énergie hydraulique. Au total, le scénario «On Track» prévoit une production de 13,8 TWh à partir des énergies renouvelables. Le scénario «Sun» va encore plus loin, avec une quantité produite de 23 TWh. Les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy» misent sur des quantités moins élevées, la production provenant d'énergies renouvelables y est donc inférieure au niveau prévu dans les scénarios «On Track» et «Sun». Dans le scénario «Slow Progress», un total de 5,7 TWh issus d'énergies renouvelables fait l'objet de mesures d'encouragement, contre 4,0 TWh seulement dans le scénario «Stagnancy».
- » **Énergie hydraulique** – la production d'énergie hydraulique est pratiquement identique dans les deux scénarios clés: 45,4 TWh dans le scénario «On Track», contre 43,9 TWh dans le scénario «Slow Progress». La valeur légèrement plus élevée dans le premier scénario est due à l'existence d'autres centrales de pompage-turbinage. Par rapport aux scénarios de 2025, la production d'énergie hydraulique n'est cependant que légèrement plus importante (43,6 TWh ou 43,8 TWh). Le scénario marginal «Stagnancy» prévoit une production d'énergie hydraulique de 43,3 TWh. La quantité produite ne diffère donc que très peu de celle prévue dans le cadre du scénario «Slow Progress 2025». En revanche, le scénario «Sun» prévoit une production d'énergie hydraulique de 40,4 TWh. Étant donné la faible capacité de production, les centrales électriques existantes sont donc nettement plus exploitées.
- » **Nucléaire** – la production nucléaire ne joue plus un rôle que dans deux scénarios. Dans le scénario clé «Slow Progress», elle contribue à hauteur de 15,8 TWh à l'approvisionnement (soit 22% de la consommation d'électricité suisse). Le scénario marginal «Stagnancy» prévoit même une production plus élevée (16,3 TWh, soit 24% du besoin

en électricité annuel de la Suisse). Les scénarios «On Track» et «Sun», par contre, misent sur une sortie du nucléaire d'ici 2035.

» **Solde du commerce extérieur:** les scénarios clés prévoient la poursuite de la tendance de 2025. Dans le scénario «On Track», la Suisse reste exportateur net en 2035. L'exportation est cependant partiellement due à la fermeture de centrales nucléaires. L'extension des énergies renouvelables et le léger recul de la demande en électricité ne peuvent que partiellement compenser les quantités produites par les centrales nucléaires. L'exportation nette chute donc de 8,1 TWh à 1,5 TWh. Dans le scénario «Slow Progress», la Suisse reste importateur net, comme en 2025. La consommation d'électricité accrue est en majeure partie couverte par les énergies renouvelables. Étant donné que, dans ce scénario, les centrales nucléaires sont toujours en activité en 2035, l'importation nette minimale remonte à 2,8 TWh. Étant donné que les capacités de production disponibles dans le scénario marginal «Stagnancy» correspondent à celles du scénario «Slow Progress 2025», ce scénario aurait également dû prévoir une importation nette. Cependant, l'évolution des prix des combustibles entraînent un mix de production légèrement différent, ce qui a pour effet un recul de l'importation nette à 1,6 TWh. Dans le scénario marginal «Sun», la Suisse produit 100% de son besoin d'électricité à partir des énergies renouvelables et n'a donc qu'un faible besoin d'importations nettes de 1,6 TWh. Pour de plus amples détails sur l'importation et l'exportation, voir l'illustration 5.8.

5.2.2. Mix de production en Europe en 2035

L'illustration 5.7 ci-dessous présente le mix de production des pays limitrophes directs pour l'ensemble des scénarios 2035.

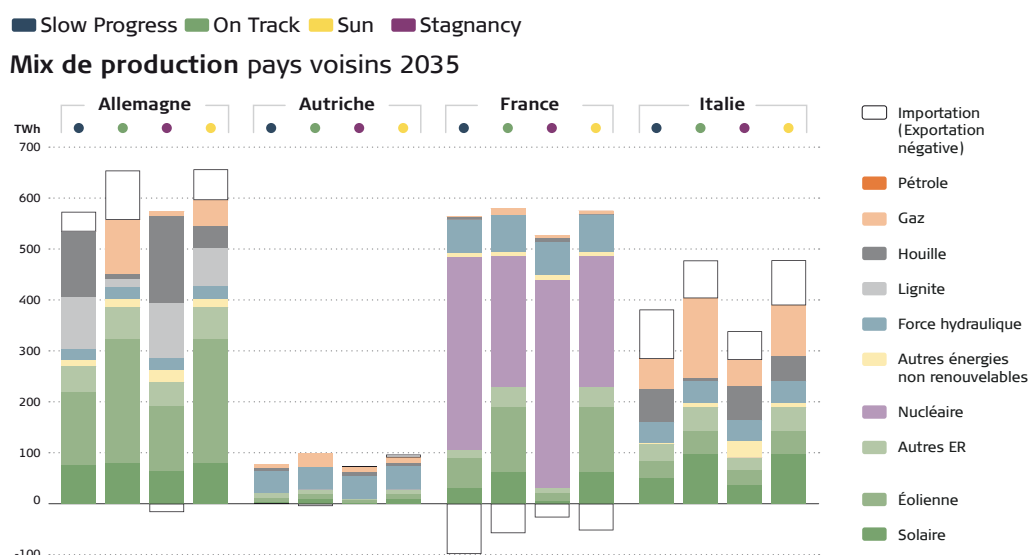


Illustration 5.7: Mix de production des pays voisins de la Suisse en 2035

Récapitulatif du mix de production dans les pays limitrophes:

- » **Lignite** – dans les pays voisins, le lignite ne joue un rôle important qu'en Allemagne. Sa contribution au mix électrique est cependant très différente d'un scénario à l'autre en raison de sa forte intensité en CO₂:
 - » Si la production prévue aux scénarios clés était encore supérieure à 100 TWh en 2025, le scénario «On Track» tient compte de la hausse des prix du CO₂ en 2035. La production à partir du gaz coûte moins cher que la production à partir du lignite. Il s'en suit une chute de cette dernière en Allemagne à 16,3 TWh. Si l'on observe un léger recul de production des centrales au lignite dans le scénario clé «Slow Progress» (celui-ci ne prévoyant pas d'échange de combustibles), celle-ci ne perd toutefois pas en importance dans la production totale, se chiffrant encore 102 TWh.
 - » Dans le scénario «Stagnancy», les prix des combustibles et du CO₂ présumés correspondent au niveau actuel. En raison du faible niveau des prix du CO₂ et du prix du gaz relativement élevé, la production d'électricité à partir du lignite n'enregistre pas de recul. Au lieu de cela, la production est estimée à 106 TWh, soit un niveau comparable à celui du scénario «Slow Progress».
 - » Si le scénario «Sun» prévoit des prix beaucoup plus élevés pour le CO₂ (80€/t), le niveau de prix combiné aux prix du gaz ne suffit pas à faire opter pour d'autres combustibles. On assiste uniquement à un recul modéré de la production issue des centrales au lignite allemandes (se fixant à 76 TWh).
- » **Houille** – l'évolution de la production à partir de la houille est similaire à celle du lignite, en raison de l'intensité en CO₂ de la production à partir de la houille:
 - » Comme dans le cas du lignite, le scénario «On Track» prévoit à une tendance en faveur de la production à partir du gaz d'ici 2035. Cette évolution touche également les centrales à houille: dans tous les pays limitrophes, la production recule à tel point que la houille ne joue plus qu'un rôle mineur. Le scénario «Slow Progress» ne comprend pas cet effet: si l'Allemagne et la France produisent moins de courant à partir de la houille, l'Autriche et l'Italie enregistrent quant à elles une hausse de cette production.
 - » Le scénario «Stagnancy» ne présente aucun mouvement significatif par rapport au scénario «Slow Progress 2025». Avec 172 TWh, la production à partir de la houille joue un rôle important en Allemagne. En France, la production est également constante, mais reste de moindre importance (8,9 TWh). En Italie et en Autriche, la production issue de la houille enregistre quant à elle une légère hausse. Avec 66,8 TWh, la houille est ainsi la source d'énergie la plus importante pour la production d'électricité.
 - » Le scénario «Sun» se distingue en revanche par une faible consommation de houille. L'électricité produite à partir de la houille se chiffre à 42,6 TWh en Allemagne, contre 6,2 TWh en Autriche et 48 TWh en Italie. En France, les centrales à la houille ne jouent plus qu'un rôle marginal, produisant à peine 0,8 TWh.
- » **Centrales à gaz** – contrairement au lignite et à la houille, les centrales à gaz profitent du niveau relativement élevé de prix du CO₂, mais dépendent également considérablement du prix du gaz. Cette sensibilité se reflète particulièrement dans la comparaison des scénarios «On Track» et «Slow Progress». Si le scénario «On Track» prévoit une forte hausse de la production à partir du gaz dans les pays limitrophes, celle-ci stagne dans le scénario «Slow Progress», voire diminue. Le scénario «Stagnancy» présente une évolution similaire à celle du scénario «Slow Progress». Exception faite de l'Italie, tous les pays voisins de la Suisse produisent moins d'électricité dans les centrales à gaz. Les périodes d'exploitation des centrales à gaz prévues dans le scénario «Sun» sont similaires à celles du scénario «On Track».

Dans ce scénario, le mix électrique d'Italie et d'Allemagne notamment compte une part non négligeable d'électricité issue des centrales à gaz.

- » **Énergies renouvelables** – l'extension des énergies renouvelables et donc leur contribution au mix électrique sont le plus élevées dans les scénarios «On Track» et «Sun». En France, mais également en Autriche et en Allemagne, l'éolien est la source d'énergie renouvelable la plus importante. En Italie, l'énergie solaire est en tête des énergies renouvelables.

Conformément aux hypothèses émises en termes de production, la production d'électricité à partir des énergies renouvelables dans les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy» est nettement moins importante. Celle-ci est la plus faible dans le scénario «Stagnancy», qui décrit une situation dans laquelle aucune extension des énergies renouvelables n'est prévue après 2025. Ici aussi, l'électricité d'origine éolienne en provenance de France et d'Allemagne reste la principale source d'énergie renouvelable.

- » **Énergie hydraulique** – la contribution de l'hydraulique à la production d'électricité est constante dans tous les pays voisins de la Suisse, pour tous les scénarios. Principalement pour deux raisons: la grande hydraulique est déjà largement développée et le potentiel de nouveaux projets est faible. Les hypothèses se recoupent donc en faveur des centrales au fil de l'eau dans les différents scénarios. Par ailleurs, la production à partir de centrales au fil de l'eau dépend fortement des apports naturels. La production issue de l'énergie hydraulique varie en Allemagne entre 23 TWh et 26 TWh, contre entre 42 TWh à 45 TWh en Autriche, entre 64 TWh et 73 TWh en France, et entre 40 TWh et 43 TWh en Italie. Les variations observées dans la production sont imputables aux différentes hypothèses relatives au développement des centrales de pompage-turbinage. C'est pourquoi la production issue de l'énergie hydraulique est plus importante dans les scénarios «On Track» et «Sun» que dans les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy».

- » **Énergie nucléaire** – l'énergie nucléaire ne joue un rôle qu'en France. Les scénarios «On Track» et «Sun» prévoient une production de 258 TWh issue des centrales nucléaires. La similitude des résultats des deux scénarios est imputable au faible niveau des coûts d'exploitation des centrales nucléaires, ainsi qu'à la reprise d'hypothèses identiques dans les deux scénarios en ce qui concerne le parc de centrales étranger. Dans les scénarios prévoyant un faible niveau de prix du CO₂, la production se base en revanche plus sur les centrales nucléaires. Celles-ci contribuent à concurrence de 379,8 TWh dans le scénario «Slow Progress», et de 410,5 TWh dans le scénario «Stagnancy» à la produit d'électricité.

- » **Solde du commerce extérieur** – dans les scénarios «On Track», «Slow Progress» et «Sun», l'Allemagne joue le rôle d'un importateur net. Cette situation est due aux incidences du prix du CO₂ sur la production issue de centrales au lignite. L'Allemagne reste exportateur net dans le scénario «Stagnancy».

Dans le scénario «On Track 2035», les centrales à gaz d'Autriche profitent du haut niveau de prix du CO₂, faisant de l'Autriche un exportateur net. Le scénario «Sun» prévoit une production importante à partir des énergies renouvelables en Suisse, permettant une activité d'exportation intense vers l'Autriche. Les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy» prévoient par contre une activité d'échange plus équilibrée.

Dans tous les scénarios, la France exporte plus qu'elle n'importe. Cela est notamment dû au faible niveau des coûts d'exploitation des centrales nucléaires, qui profitent notamment des prix élevés du CO₂ dans les scénarios «On Track» et «Sun». Contrairement à la France, l'Italie importe plus qu'elle n'exporte, dans tous les scénarios.

5.2.3. Échange d'énergie de la Suisse avec ses régions voisines

La charge qui pèsera sur le réseau de transport d'électricité suisse de demain dépend non seulement de la production et de la demande suisses, mais également des flux d'importation et d'exportation en provenance et vers les pays avoisinants. L'illustration 5.8 présente les quantités d'énergie échangées de la Suisse avec les pays voisins dans les scénarios 2035.

■ «On Track» ■ «Slow Progress» ■ «Sun» ■ «Stagnancy» ■ Valeur RÉELLE (2013)

Échanges nets en TWh

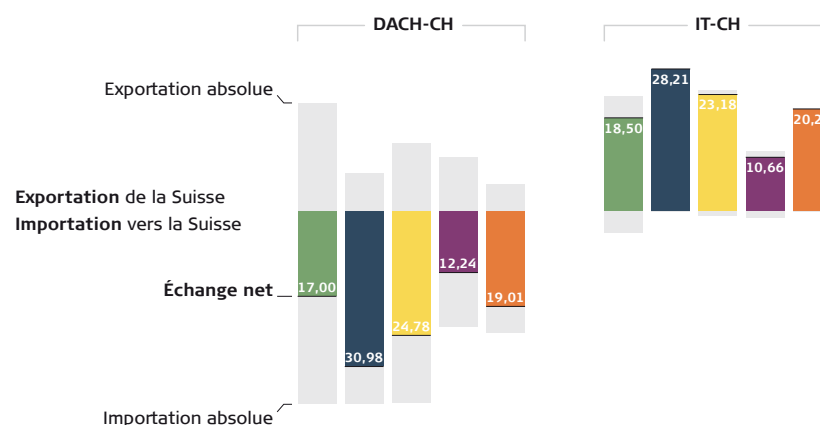


Illustration 5.8: Échange d'énergie dans les scénarios 2035 avec la région DACH et l'Italie

On observe les effets suivants pour l'échange d'électricité avec les pays voisins:

- » **Activité commerciale avec la France** – dans les scénarios «On Track», «Slow Progress» et «Sun», la Suisse importe environ 20 TWh par an en provenance de la France. En revanche, **ces scénarios ne prévoient aucune exportation vers la France**. Seul le scénario «Stagnancy» prévoit une exportation suisse vers la France supérieure aux importations. Le niveau total de l'échange est nettement moins important dans ce scénario que dans les autres scénarios envisagés.
- » **Activité commerciale avec l'Italie** – tous les scénarios s'accordent sur la robustesse de l'échange avec l'Italie. L'exportation vers l'Italie varie seulement entre 20 TWh et 30 TWh dans les scénarios «On Track», «Slow Progress» et «Sun». Si la quantité exportée est moins importante dans le scénario «Stagnancy», l'Italie reste cependant importateur net. L'importation suisse d'électricité en provenance d'Italie n'atteint un niveau significatif que dans le scénario «On Track», bien que le niveau des exportations soit, ici aussi, supérieur aux quantités importées.
- » **Activité commerciale avec l'Allemagne / l'Autriche** – si les importations suisses en provenance d'Allemagne et d'Autriche restent relativement constantes dans les quatre scénarios (entre 15 TWh et 20 TWh), les exportations présentent de fortes variations d'un scénario à l'autre. Dans les scénarios «Slow Progress» et «Stagnancy», l'exportation se monte respectivement seulement à 7 TWh et à 5,5 TWh, alors qu'elle s'élève à 21,2 TWh dans le scénario «On Track», et à 12,6 TWh dans le scénario «Sun».

Les résultats annuels représentés ci-dessus en termes d'échange d'électricité entre ces pays sont à l'origine de la charge des capacités d'échange disponibles (NTC) aux frontières helvétiques, représentée à l'illustration 5.9. Celle-ci présente le pourcentage de charge des capacités d'échange suisses avec ses régions voisines, sur la base des NTC modélisées dans les scénarios. L'axe horizontal représente le pourcentage du temps d'exploitation.

La charge NTC indique que dans les scénarios, la Suisse a tendance à importer plus qu'elle n'exporte vers les pays voisins du Nord. Inversement, la charge NTC vers le Sud permet de déduire que la Suisse exporte plus qu'elle n'importe de l'Italie. Le scénario «Slow Progress» présente des capacités transfrontalières exploitées pendant plus de la moitié de l'année. Cependant, les charges des lignes vers l'Italie sont relativement élevées dans tous les scénarios.

Dans l'ensemble, il est clair que dans le scénario «Slow Progress», la Suisse joue le rôle de pays de transit. Ce scénario présente à la fois le plus haut niveau d'importation en provenance du Nord, et le plus haut niveau d'exportation vers l'Italie. Les scénarios «On Track» et «Sun» se distinguent en revanche par leur production issue des énergies renouvelables caractérisée par de fortes fluctuations. Le scénario «Stagnancy» affiche une exploitation généralement plus fiable des capacités NTC. Les capacités sont rarement épuisées, que ce soit vers la région DACH ou vers le Sud.

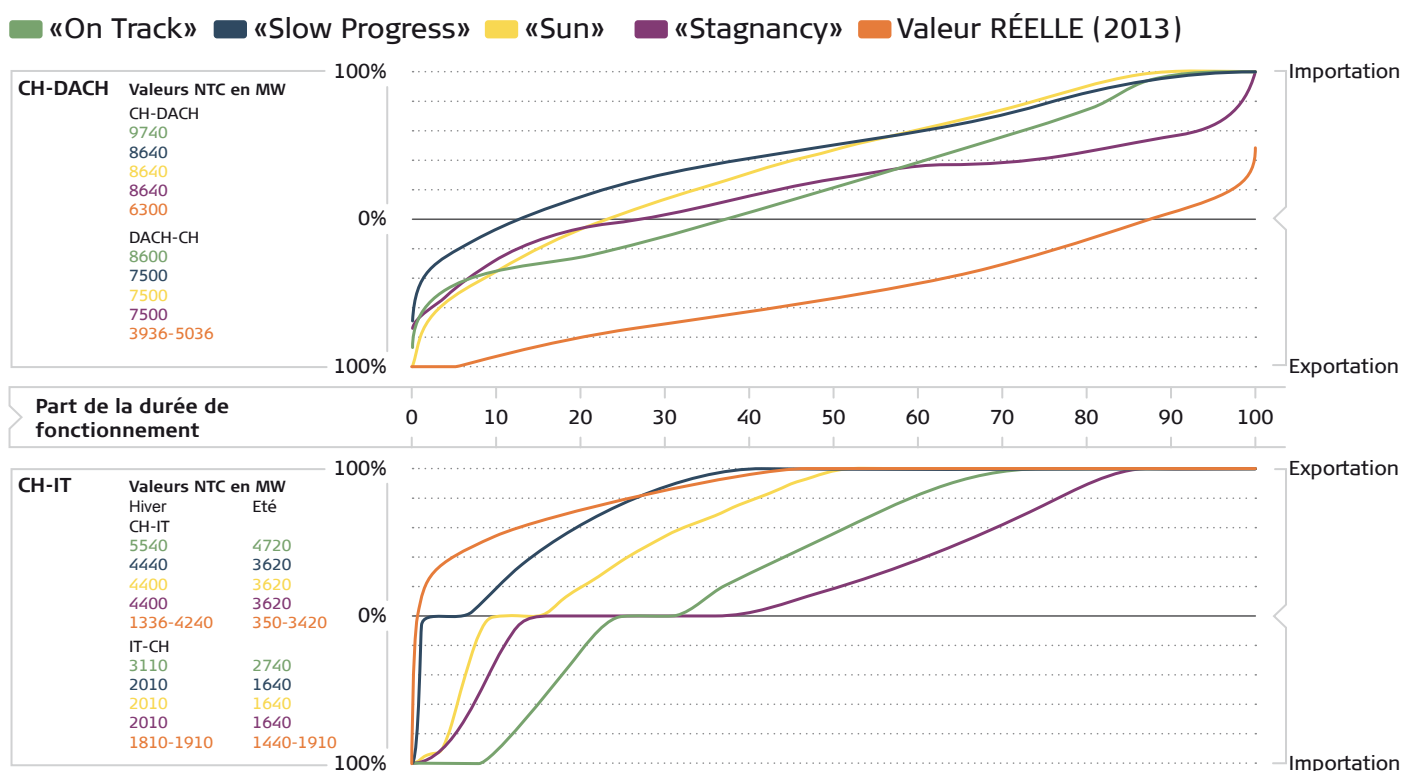


Illustration 5.9: Charge NTC de la région DACH et avec l'Italie dans les scénarios 2035

Digression: les transits dans les scénarios de marché 2025 et 2035

Les conditions du marché en constante évolution et la nouvelle topologie du réseau influencent les transits par la Suisse. Du point de vue du réseau, les transits Nord-Sud de la région DACH sont particulièrement importants. Étant donné qu'il n'est pas possible d'isoler les transits dans les flux du réseau, le transit est défini de manière simplifiée dans la planification du réseau comme étant le minimum des importations et exportations suisses horaires simultanées, au cours d'une année. Si la Suisse importe par exemple en une heure 5000 MWh d'une région, et qu'elle exporte simultanément 2000 MWh vers une autre région, le transit calculé est de 2000 MWh.

Analyse des transits

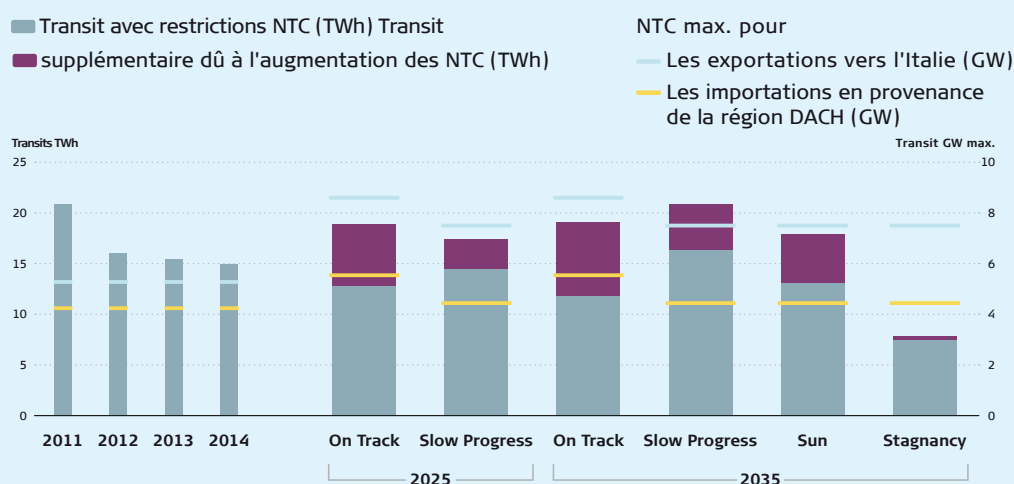


Illustration 5.10: Analyse des transits

L'illustration 5.10 présente le transit Nord-Sud entre 2011 et 2014, ainsi que le transit issu des scénarios envisagés. Les transits des scénarios sont répartis selon deux éléments :

- » Les transits possibles avec les NTC actuelles (en rouge); ainsi que
- » Les transits possible avec une hausse des NTC (en gris)*.

Du point de vue historique, les transits des années 2011 à 2014 évoluent entre 14,9 TWh et 20,8 TWh. Si les transits issus des résultats des scénarios «On Track», «Slow Progress» et «Sun» (variant entre 17,9 TWh et 20,9 TWh) sont environ de cet ordre de grandeur, le transit du scénario «Stagnancy» est, avec 7,8 TWh, nettement inférieur au transit actuel et au transit prévu par les autres scénarios.

L'illustration présente également les capacités d'importation maximales de la région DACH et la capacité d'exportation maximale vers l'Italie. Les scénarios présument une hausse de la capacité d'exportation de la région DACH entre 2,3 GW et 3,3 GW (dans le scénario «On Track»). La capacité d'exportation de la Suisse vers l'Italie enregistre une hausse variant entre 0,2 GW et 1,2 GW (scénario «On Track»).

* La méthode utilisée pour le calcul implique que les valeurs calculées pour les transits permis par l'augmentation des NTC correspondent à des limites supérieures. Il convient en réalité de s'attendre à ce que l'augmentation des transits soit moins importante en cas d'augmentation des NTC.

On observe l'évolution des transits suivante:

- » Les transits issus de la simulation du marché des scénarios pour les années de référence 2025 et 2035 varient de manière similaire aux transits observés précédemment.
- » Les transits dépendent fortement des conditions de marché, ce que fait particulièrement ressortir le scénario «Stagnancy», selon lequel les transits ne représentent plus que la moitié de leur volume historique et ce, malgré l'augmentation des capacités. Des effets similaires peuvent être constatés rétrospectivement pour 2011 et 2012, deux années présentant d'importantes différences.
- » En cas de conditions de marché constantes, une augmentation des NTC entraîne toujours une certaine augmentation des transits. Les transits en eux-mêmes ne justifient cependant pas l'extension du réseau, elle-même principalement attribuable aux nouvelles centrales et aux importations et exportations nécessaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement suisse. Les analyses du réseau du scénario «Stagnancy» indiquent que les mesures d'extension du réseau identifiées pour la Suisse restent nécessaires du point de vue technique, malgré la nette diminution des transits.

Le tableau 5.1 présente l'évolution des transits en cas de diminution des NTC. Il convient de rappeler que cette observation est présentée «toutes choses étant égales par ailleurs». Cela implique que seul les NTC changeraient, sans affecter l'engagement des centrales (ce qui ne correspond pas à la réalité). Dans le scénario «On Track», les transits diminuent dans cette observation sans augmentation des NTC de 32% ou de 38%. Dans le scénario «Slow Progress», la part est nettement moins importante: 16,5% ou 21,5%. La réduction liée aux NTC est la plus fiable dans le scénario «Stagnancy».

Le tableau 5.1 présente l'évolution des transits en cas de réduction des NTC.

			On Track (2025)	Slow Progress (2025)	On Track (2035)	Slow Progress (2035)	Sun (2035)	Stagnancy (2035)
La réduction NTC	Importation DACH	[MW]	3326	2226	3326	2226	2226	2226
	Export. vers l'Italie	[MW]	1300	200	1300	200	200	200
entraîne une réduction des transits de:			32,30%	16,48%	38,23%	21,48%	26,87%	4,11%

Les résultats correspondants sont intégrés à l'évaluation coûts-bénéfice multicritères. Étant donné que, lors de sa planification du réseau, Swissgrid se concentre sur la garantie de l'approvisionnement du pays, une extension du réseau servant principalement à l'augmentation des transits ne fait pas l'objet d'une priorisation.

5.2.4. Evolution des prix

L'évolution des prix est présentée à l'illustration 5.10 par des courbes de durée des coûts marginaux. Les courbes montrent les coûts d'exploitation à court terme de la centrale électrique la plus coûteuse sur une heure.

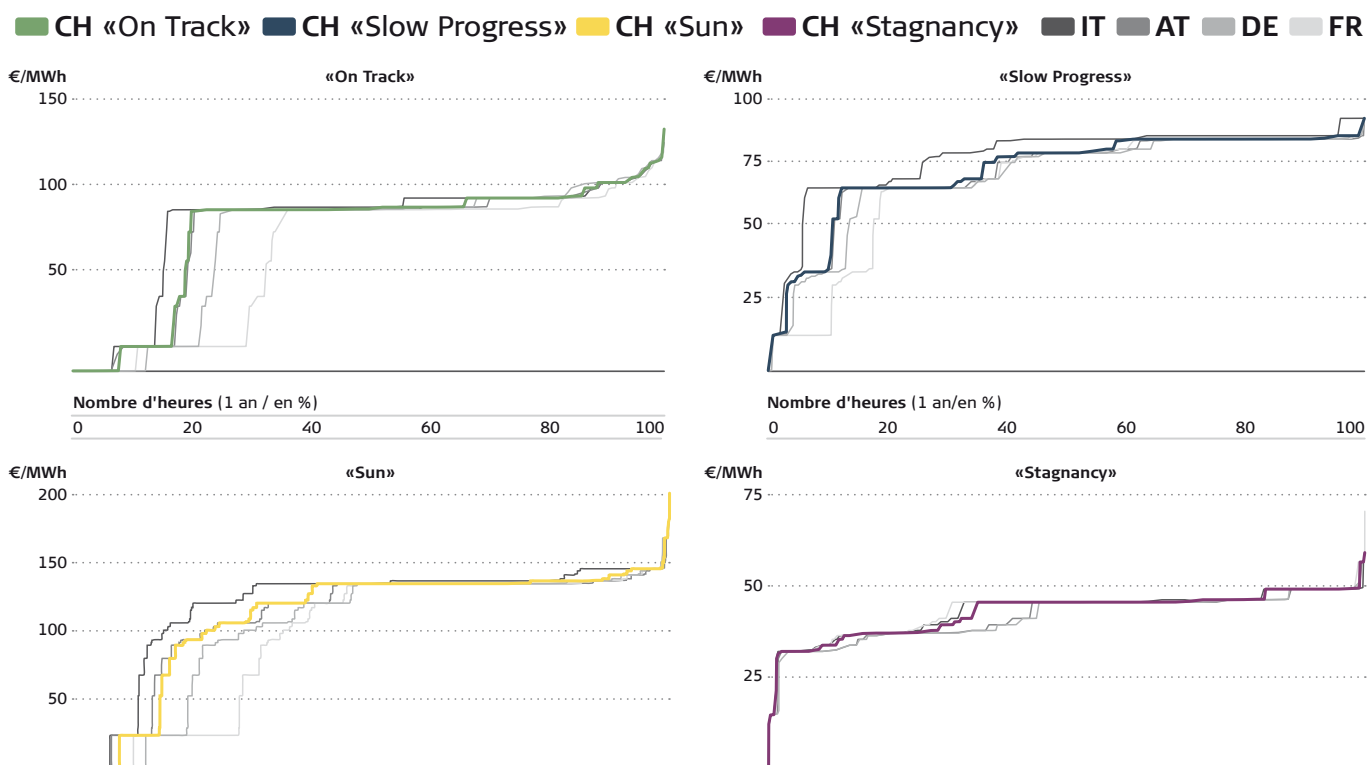


Illustration 5.11: Courbe de durée des coûts marginaux pour les scénarios avec l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et la France

Concernant l'évolution des prix, il convient de noter les faits suivants:

- » **«On Track 2035»** – dans ce scénario, la France présente la plupart du temps les centrales électriques les moins coûteuses. Cela est dû aux coûts d'exploitation relativement faibles des centrales nucléaires et au prix élevé du CO₂, d'où résulte des coûts d'exploitation accrus pour les centrales à énergie fossile. L'Italie au contraire est souvent le pays présentant le niveau de prix le plus élevé. La moyenne non pondérée des prix horaires de l'électricité en Suisse se monte à 74,90 EUR/MWh.
- » **«Slow Progress 2035»** – de manière générale, à l'instar du scénario «On Track», ce scénario présente également la France comme le pays où le prix de l'électricité est le plus faible et l'Italie comme le pays où le prix de l'électricité est le plus élevé. En raison du réseau international, le prix pratiqué en Suisse est situé entre ces deux valeurs. Au total, la courbe est cependant plus plate que dans le scénario «On Track», ce qui est imputable au parc de centrales conventionnelles plus important et au faible niveau de prix des combustibles. La moyenne non pondérée des prix horaires de l'électricité en Suisse se monte à 73,58 EUR/MWh.

- » **«Sun»** – malgré une forte production d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables, ce scénario prévoit des prix ou des coûts marginaux toujours nettement positifs, les centrales électriques influençant les prix présentant toujours des coûts d'exploitation à court terme non nuls. Autre particularité, les prix diffèrent fortement entre les régions. La moyenne non pondérée des prix horaires de l'électricité en Suisse se monte à 110,57 EUR/MWh. Celle-ci dépend notamment du haut niveau des prix du CO₂ et des carburants.
- » **«Stagnancy»** – ce scénario se caractérise par une courbe de durée des coûts très plate décrivant un niveau des prix relativement constant. Cela est dû à la faible capacité d'énergie renouvelable, au faible niveau des prix du CO₂ et des carburants, ainsi qu'à l'exploitation massive des capacités de production conventionnelles. La moyenne non pondérée des prix horaires de l'électricité en Suisse se monte à 42,55 EUR/MWh. La différence par rapport aux autres scénarios s'explique par le fait que ce scénario présume un prix du CO₂ et des carburants similaire aux prix actuels.

Digression: De grandes centrales à accumulation dans PowrSym

De nombreux experts misent sur la tendance à moyen terme à la baisse du taux d'exploitation des grandes centrales à accumulation en Suisse et en Europe – et sur la nouvelle hausse à long terme du taux d'exploitation, lorsque la part d'énergies renouvelables aura encore augmenté en Europe et que la disponibilité des centrales thermiques flexibles aura diminué. Cependant, les chiffres obtenus par l'outil de modélisation utilisé par Swissgrid en termes d'exploitation des centrales à accumulation par pompage semblent très faibles aux yeux des experts Swissgrid et des sources de référence internationales. Nous présenterons brièvement ci-dessous les raisons et les implications de cet état de fait pour la planification du réseau.

A. Causes du faible niveau des valeurs:

La diminution du taux d'exploitation des centrales à accumulation par pompage observée dans les simulations réalisées avec des modèles de marché a différentes causes:

- » **Hypothèses** – en vue d'assurer la transparence et la cohérence en termes de planification du réseau, les gestionnaires de réseau européens se basent sur les hypothèses émises par l'ENTSO-E, tendanciellement défavorables au pompage-turbinage. Celles-ci voient les centrales thermiques et des réseaux internationaux forts (telle que l'extension du réseau de l'Allemagne vers la Pologne, voire vers la Scandinavie) comme des alternatives flexibles concurrentes. Comme indiqué au chapitre 3, Swissgrid a opté pour l'utilisation exclusive des données de l'ENTSO-E pour la modélisation de ses scénarios clés, car celles-ci forment la seule base de données disponible intégrée, complète et coordonnée entre les pays.
- » **Méthodologie 1** – le modèle de marché utilisé par Swissgrid et d'autres gestionnaires de réseau européens «PowrSym» optimise le taux d'exploitation des centrales à accumulation sur une base hebdomadaire. Étant donné que le modèle part de l'hypothèse d'une prévision de marché parfaite, les activités «intraday» des réservoirs remplis par pompage ne peuvent pas être modélisées. Même si ces marchés à court terme ne représentent qu'un faible volume de marché, cette démarche pourrait bien entraîner une sous-estimation des heures d'engagement des réservoirs remplis par pompage.
- » **Méthodologie 2** – le modèle utilisé tient uniquement compte des flux commerciaux sur le marché de l'énergie, faisant l'impasse sur le marché des services-système et sur les autres possibilités d'exploitation commerciale des centrales de pompage-turbinage. Cette approche entraîne donc également une sous-estimation implicite de l'exploitation des centrales de pompage-turbinage.

B. Implication pour la simulation du réseau:

Le nombre réduit d'heures d'exploitation CPT ainsi obtenu sur l'année n'a pas d'incidence directe sur le dimensionnement du marché, car celui-ci se base sur les pics de production (production maximale des centrales électriques calculée dans la simulation du marché). Étant donné que la planification technique du réseau s'appuie sur les diverses situations de charge, la fréquence de la charge maximale (turbinage ou pompage maximal) ne joue pas de rôle majeur dans l'analyse technique*. Un calcul de sensibilité intégré à la planification technique du réseau permet en outre d'analyser les incidences d'une activité accrue de pompage-turbinage sur les mesures de réseau proposées.

C. Implications sur l'analyse coût-bénéfice:

L'exploitation des centrales de pompage-turbinage joue un rôle significatif dans le calcul du bénéfice économique et énergétique. Les faibles valeurs d'utilisation des centrales de pompage-turbinage peuvent avoir un effet négatif sur le bénéfice économique de certains projets de réseau calculés dans le cadre de la simulation du réseau. À cela s'ajoute l'importance accrue de la diminution des pertes du réseau évaluées de manière monétaire dans le cadre du calcul du bénéfice économique; pertes qui sont à leur tour fonction de la situation de charge du réseau.

* Il importe que toutes les situations de charge du réseau pertinentes soient répliquées.

5.3. Récapitulatif et évaluation critique des résultats de la simulation du marché

Les évolutions décrites ci-dessus peuvent être résumées comme suit:

- » Le réseau de transport suisse continuera de jouer un rôle important sur le marché international de l'électricité – et notamment de la France vers l'Italie. Les profils d'échange d'électricité avec la région DACH Nord varient fortement d'un scénario à l'autre. Cette tendance se poursuit entre 2025 et 2035.
- » La sécurité d'approvisionnement de la Suisse ne devrait normalement pas être mise en péril en cas de réalisation des scénarios d'ici 2025. Les deux scénarios misent sur la couverture de la demande en électricité sans construction de nouvelles centrales à gaz en Suisse, même en hiver. Pour les scénarios 2035, il convient de distinguer différents cas de figure. Le scénario «Sun» prévoit notamment de fortes fluctuations saisonnières de la production d'électricité suisse en raison de la forte part d'énergie hydraulique et suite à la sortie du nucléaire. Cela signifie qu'en l'absence d'autres mesures, des importations d'électricité sont nécessaires pour couvrir le besoin, notamment en hiver.
- » Selon les hypothèses WEO, les prix de l'électricité sur les marchés de gros en Suisse et en Europe enregistrent une hausse en 2025 dans les deux scénarios «On Track» et «Slow Progress». Ces hausses sont principalement dues à la hausse des prix des combustibles et du CO₂. En 2035, les prix de l'électricité n'enregistrent qu'une légère hausse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress». Le scénario «Stagnancy» mise sur un net recul des prix dû à la chute des prix des combustibles et du CO₂, alors que les prix remontent nettement dans le scénario «Sun».
- » Le rôle de «batterie de l'Europe» joué par les réservoirs remplis par pompage suisses est limité en 2025, car d'autres alternatives de flexibilité plus économiques sont disponibles (telles que les centrales électriques flexibles en Europe ou le marché international de l'électricité en Europe). Le recours aux réservoirs remplis par pompage augmente en 2035. Le scénario «Sun» mise sur une nette hausse, puisque dans ce dernier, les centrales à accumulation sont nécessaires pour équilibrer la génération volatile du photovoltaïque.

Les données relatives à l'engagement des centrales, à l'échange international d'électricité et au prix de l'électricité, décrites dans le présent chapitre sont intégrées à la simulation du réseau (chapitre 5.4) et à l'évaluation économique des mesures de réseau (chapitre 7).

5.4. Simulation du réseau

► En bref:

Le développement du réseau par introduction successive de mesures sur le réseau initial selon l'approche PINT («Put In One At The Time») permet d'obtenir les réseaux techniques sans congestion n-1 de 2025. Le scénario «On Track» prévoit l'introduction de 10 mesures d'extension du réseau initial au total. Le scénario «Slow Progress» prévoit l'élimination des congestions à l'aide des mêmes mesures que dans le scénario «On Track», à l'exception du projet 10, «Mettlen – Verderio». En raison du faible NTC vers l'Italie, ce projet n'est pas nécessaire dans le scénario «Slow Progress».

Les moteurs essentiels de l'extension technique du réseau peuvent être identifiés comme suit sur la base de la simulation du marché et du réseau:

- » **Raccordement de nouvelles centrales à haut rendement** – celles-ci peuvent entraîner la nécessité d'une extension du réseau pour le transport de l'énergie supplémentaire produite.
- » **Flux d'électricité internationaux** – les flux d'électricité internationaux en constante évolution rendent une extension du réseau nécessaire. Les facteurs importants ici sont moins la hausse ou la baisse du niveau des prix que les variations relatives des prix entre les marchés de l'électricité. Les fluctuations relatives des prix dépendent des modifications du parc de centrales étranger, ainsi que des prix des combustibles pour le charbon, le gaz et le CO₂.

Facteurs de moindre importance en termes d'extension du réseau:

- » **Hausse de la demande** – la hausse modérée de la demande «dans les régions» n'a pas d'incidence sur l'extension du réseau.
- » **Extension des énergies renouvelables** – les énergies renouvelables peuvent avoir deux effets sur l'extension du réseau de transport. La production décentralisée allège dans un premier temps le réseau de distribution, car les réseaux de distribution puisent moins d'énergie du réseau de transport. Cet allègement n'est perceptible que jusqu'au «seuil critique». Une fois ce «seuil critique» dépassé, on observe une charge supplémentaire du réseau de transport due au transport nécessaire du surplus d'énergie. Ce «seuil critique» n'est atteint dans le scénario «Sun» pour 2035 que dans certaines régions de Suisse.

L'intégration de la Suisse au marché de l'électricité européen améliore, certes, la sécurité d'approvisionnement en Suisse et permet une intégration efficace des centrales électriques helvétiques au système européen. Cependant, celle-ci entraîne également une influence nettement plus importante des flux de charge des pays avoisinants sur le réseau suisse. Swissgrid doit donc coordonner sa planification du réseau avec les gestionnaires du réseau de transport voisins (Transmission System Operator, ou TSO) et tenir compte de l'évolution des réseaux voisins. Une exploitation du réseau sûre, performante et efficace est assurée lorsque:

- » aucune congestion structurelle n'est identifiée;
- » les réseaux de distribution sont raccordés de manière sécurisée et que les centrales électriques sont intégrées de manière appropriée au réseau;
- » le réseau d'électricité suisse est raccordé au réseau européen en fonction des besoins; et que
- » l'infrastructure peut être exploitée de manière optimale du point de vue économique.

Par ailleurs, le réseau est développé en fonction des exigences à venir, elles-mêmes résultant:

- » du développement du réseau des TSO limitrophes;
- » des évolutions techniques attendues;
- » de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité sur le sol helvétique.

La simulation du réseau est un élément central des analyses du «Réseau stratégique 2025». La simulation du réseau permet de calculer la situation de charge du réseau issue des scénarios, et d'identifier le besoin de développement à venir du réseau. En outre, la simulation du réseau est utilisée pour déterminer l'effet incrémentiel des projets de réseau pour les capacités transfrontalières et pour l'engagement des centrales, effet utilisé lors de l'évaluation économique ci-dessous des projets.

Dans ce qui suit, nous nous concentrerons sur l'identification des mesures de réseau nécessaires du point de vue technique. L'évaluation des mesures d'extension du réseau en résultant dans le cadre d'une analyse coût-bénéfice multicritères, et donc la détermination du «Réseau stratégique 2025» sont présentées aux chapitres 7 et 8.

5.4.1. Réseau initial

Le réseau de transport de Swissgrid est adapté en continu aux calendriers de planification définis dans le cadre de la procédure d'approbation. Des mesures d'amélioration déjà en cours de réalisation ou réalisables d'ici 2015 ont ainsi été identifiées après la reprise du réseau. Associées au réseau de transport actuel (réseau réel), ces mesures forment le réseau initial 2015. Ce réseau sert de base aux calculs de flux de charge, à l'identification des congestions et des mesures d'élimination de ces congestions. Le réseau initial se compose:

- » du réseau actuel (réseau réel), et
- » des projets de réseau en phase de réalisation:
 - » le raccordement des CPT de Limmern et Nant de Drance;
 - » les sous-stations Laufenbourg, Rütli, Willisau, Romanel (transformateur de couplage de 800 MVA), Veytaux, St Triphon, Gösigen, Mapragg, Tinzen et Avegno.

Le graphique 5.12 représente le réseau initial; les mesures en phase de réalisation sont mises en évidence par des couleurs.

■ Projets de réseau contenus dans le réseau initial

- ① Sous-station de Laufenbourg
- ② Sous-station de Willisau
- ③ Sous-station de Rütli
- ④ Sous-station de Romanel
- ⑤ Sous-station de Veytaux
- ⑥ Sous-station de St. Triphon
- ⑦ Sous-station de Gösigen
- ⑧ Sous-station de Mapragg
- ⑨ Sous-station de Tinzen
- ⑩ Sous-station d'Avegno
- ⑪ Raccordement KLL
- ⑫ Raccordement NdD

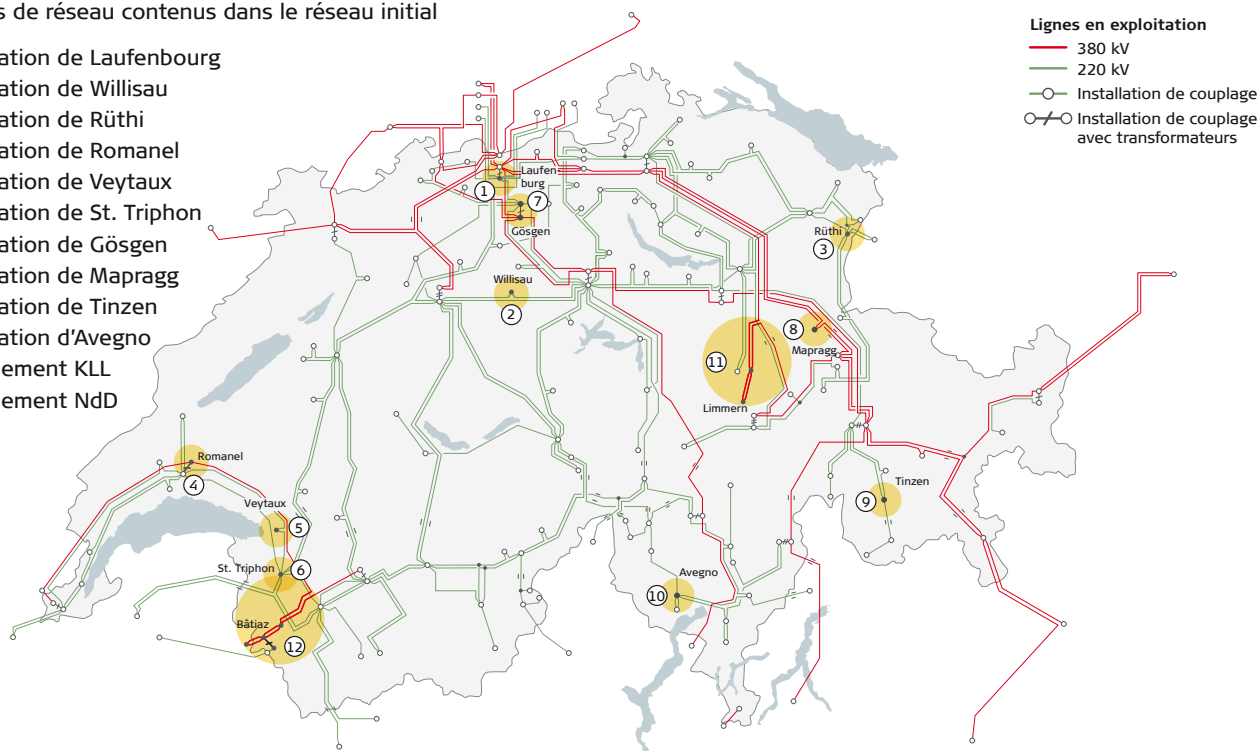


Illustration 5.12: Réseau initial 2015 avec prise en compte des extensions

Le modèle de réseau de Swissgrid réplique chaque nœud du réseau initial 2015 suisse, et comprend l'ensemble des barres collectrices, des transformateurs et des lignes du niveau 220 kV et 380 kV, complété de réseaux de distribution sélectionnés en fonction de leur pertinence pour la planification du réseau de transport. Le modèle de réseau réplique également chaque nœud du reste du réseau d'Europe continentale. Les flux admissibles maximaux déterminants pour le calcul des surcharges dépendent de la température ambiante. Afin d'adapter les flux admissibles maximaux à la température, et donc de tenir compte de la capacité de transport accrue des lignes en hiver, le modèle de réseau distingue trois phases: une phase d'été, une phase d'hiver et une phase de transition⁶

5.4.2. Régionalisation

La régionalisation comprend la répartition de la production et de la consommation sur les nœuds du modèle de réseau, en fonction de la simulation du marché. La régionalisation fait ainsi office d'interface entre le modèle de marché et le modèle de réseau.

Étant donné que le modèle de marché opère sur la base de données de centrales électriques de chaque bloc, les centrales électriques peuvent être affectées aux nœuds du réseau en fonction de leur emplacement. Cela vaut pour les centrales nucléaires, les grandes centrales thermiques fossiles, les grandes centrales au fil de l'eau, les centrales de pompage-turbinage, ainsi que les réservoirs annuels et hebdomadaires. Une affectation univoque des installations productrices décentralisées et de la charge n'est par contre pas directement possible. La production est donc répartie au niveau régional et affectée aux nœuds du réseau, selon une clé de répartition.

6 Les valeurs de température utilisées (Celsius) sont de 40 °C en été, de 10 °C en hiver, et de 20 °C pendant la période transitoire (printemps ou automne).

L'affectation de la production d'énergie photovoltaïque et éolienne se base sur la liste de RPC (état 2012) et sur les accords passés avec le Groupe de travail Coordination régionale de développement du réseau (GT CRDR). Les installations en place sont affectées à la sous-station la plus proche. La clé de répartition des nouvelles capacités se base sur le pourcentage de distribution de la puissance installée et les nouvelles constructions attendues. La production de centrales au fil de l'eau plus petites est distribuée de manière similaire. Toutes les installations de puissance supérieure à 40 MW sont saisies dans le modèle de réseau et peuvent être directement attribuées à une sous-station. Les centrales au fil de l'eau plus petites sont raccordées à des niveaux de réseau plus faibles, c'est-à-dire que la production de ces centrales diminue directement la charge.

La régionalisation de la production et de la charge en dehors du territoire suisse n'est pas aussi détaillée. L'injection et le prélèvement maximal de toutes les sous-stations sont connus pour un scénario de référence. Ces données sont utilisées pour paramétrer une clé de distribution pour la production et la consommation. Les données pertinentes de la charge du réseau sont les flux de puissance absolus. Le cas échéant, la distribution est adaptée au cas par cas, afin de diminuer les flux parallèles (dits «loop flows»)⁷ sur le territoire suisse.

Les loop flows importants, issus de la différence entre le flux de puissance et le programme prévisionnel, sont ainsi évalués et éliminés. Les loop flows sont généralement pris en compte dans la planification du réseau dans le cadre de la «Transmission Reliability Margin (TRM)»⁸ lors du calcul de la capacité NTC. Les autres flux de puissance passant par la Suisse sont intégrés aux programmes commerciaux prévisionnels en Suisse et à l'étranger avec les moyens d'exploitation actuels et prévisionnels (déphaseur, convertisseurs AC/DC).

7 Dans les réseaux électriques maillés, un transport de l'électricité ne cause pas uniquement un flux physique d'électricité sur la connexion directe ou la plus courte entre la source et le puits, mais pratiquement sur tous les éléments du réseau. Le volume de ces flux parallèles («loop flows») dépend des caractéristiques physiques du réseau et des programmes de fourniture prévus,

8 c'est-à-dire la quantité nécessaire de capacité réseau pour assurer la sécurité du réseau de transport connecté. La TRM garantit la résistance du système à diverses influences et situations incertaines, et la capacité de réagir avec suffisamment de flexibilité aux modifications du système.

5.4.3. Identification des congestions critiques dans les scénarios 2025

► **En bref:**

Les analyses techniques du réseau montrent que les congestions actuelles du réseau se poursuivront à l'avenir également en l'absence de mesures de réseau adéquates. La constante évolution de la mission d'approvisionnement entraîne de nouvelles situations de congestion, rendant des mesures de réseau nécessaires.

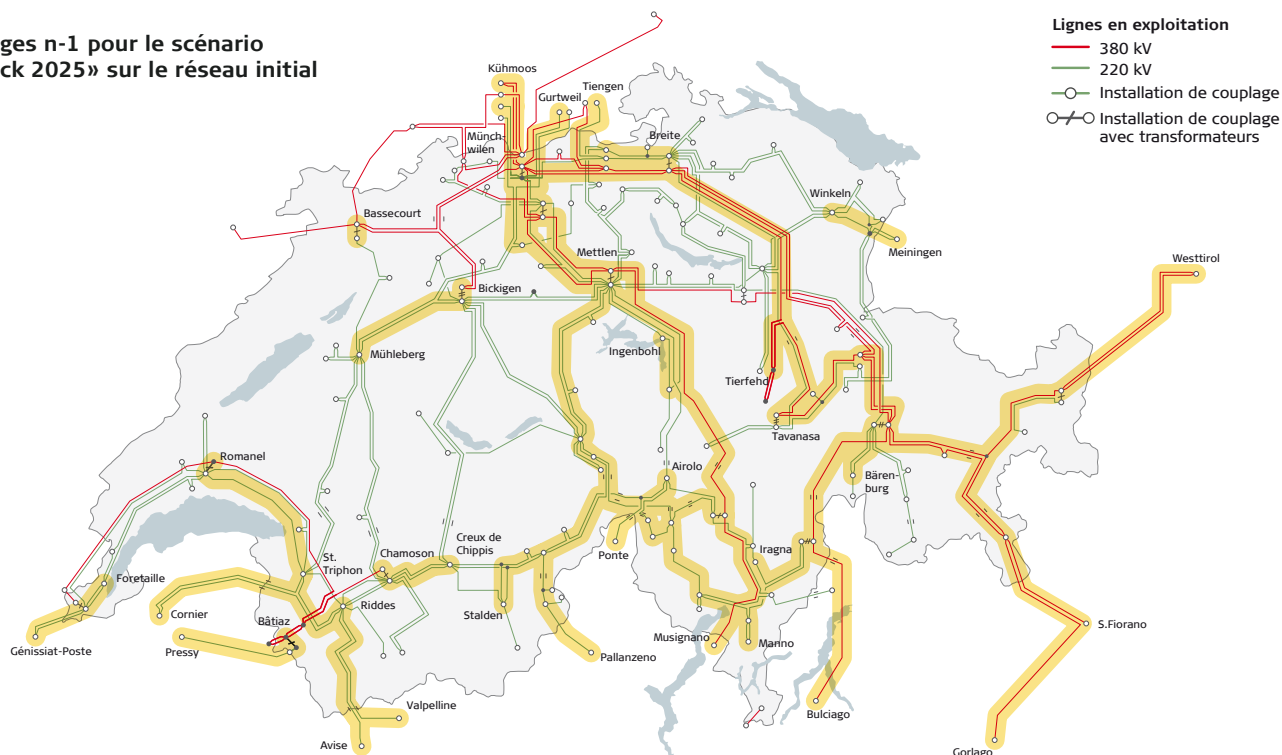
Le réseau initial et les injections et prélèvements régionalisés dans le réseau global européen permettront, dans un deuxième temps, de procéder à des analyses des flux de charge. L'analyse des flux de charge fournit tous les flux de puissance réactive et active des niveaux de réseau considérés pour la Suisse, et permet de déterminer la situation de charge de l'ensemble des moyens de production (lignes et transformateurs) pour l'année 2025.

L'analyse n-1 examine la défaillance d'une ligne ou d'un transformateur en fonction des flux de charge en 2025⁹. Le dépassement maximal de la valeur admissible en une heure est déterminant pour le niveau de surcharge. Pour identifier les congestions du réseau à venir, une analyse n-1 est exécutée pour l'ensemble des 8736 heures. Celle-ci permet de différencier les congestions récurrentes (structurelles), des congestions ponctuelles.

L'illustration 5.13 présente pour chaque scénario, les surcharges n-1 attendues pour 2025 sur le réseau initial, si aucune mesure de réseau n'est prise d'ici là. Si les congestions structurelles actuelles se confirment, de nouvelles congestions voient également le jour. À quelques exceptions près, les surcharges sont similaires pour les deux scénarios.

9 Voir explications correspondantes au chapitre 2.2

Surcharges n-1 pour le scénario «On Track 2025» sur le réseau initial



Surcharges n-1 pour le scénario «Slow Progress 2025» sur le réseau initial

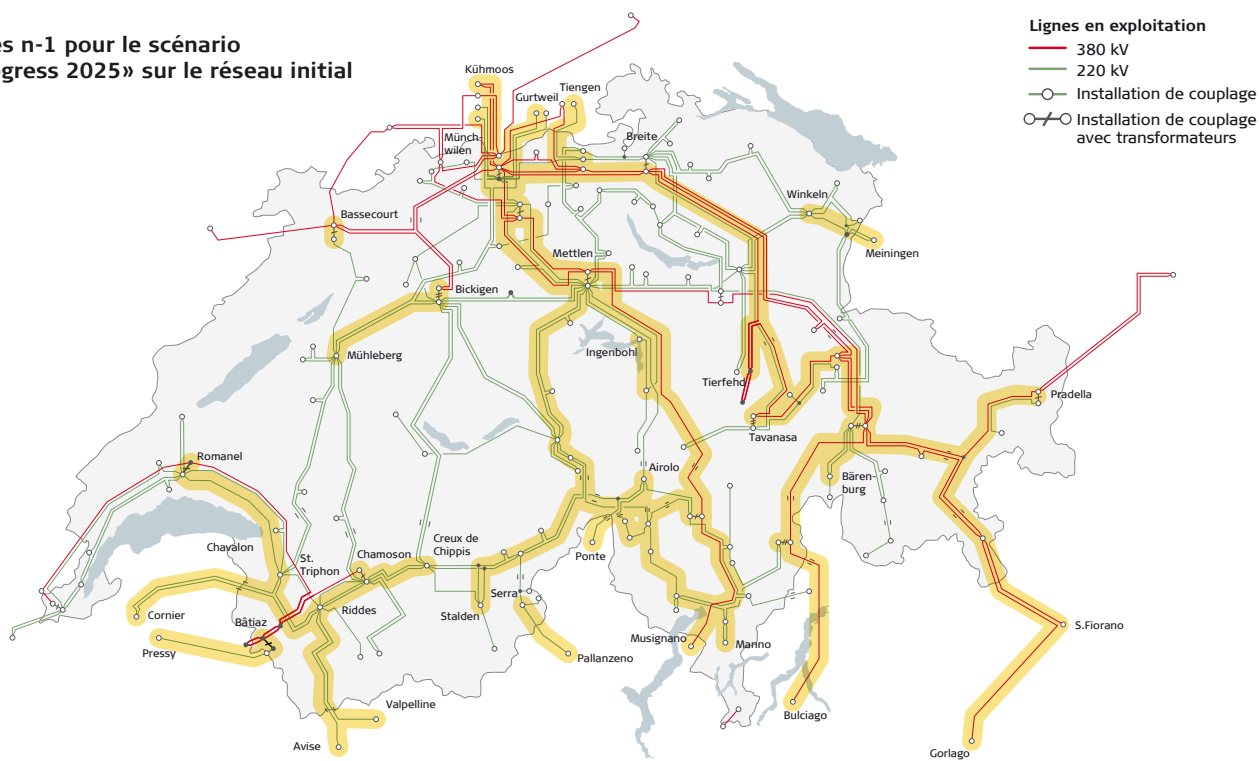


Illustration 5.13: Surcharges n-1 sur le réseau initial pour les scénarios «On Track» et «Slow Progress 2025»

5.5. «Réseau stratégique 2025» sans congestion n-1

Il ressort des étapes itératives de la planification un réseau sans congestion n-1 du point de vue technique pour chaque scénario. Cela permet de maîtriser toutes les situations d'exploitation prévues dans les scénarios, c'est-à-dire sans limitations des capacités transfrontalières et des centrales électriques, et sans interventions topologiques dans la configuration du réseau. Étant donné les différences dans les scénarios, les résultats sont partiellement différents. Les réseaux nécessaires du point de vue technique sont représentés ci-dessous. Le chapitre 7 présente l'évaluation des mesures d'extension dérivée de l'analyse coût-bénéfice multicritères.

5.5.1. Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «On Track»

Les étapes itératives présentées ci-dessus permettent de déterminer le réseau technique «On Track». Le réseau initial est complété par un total de 10 mesures d'extension du réseau, soit une longueur de ligne totale de 667 km. Seuls 168 km concernent cependant une nouvelle construction avec un nouveau tracé. Le reste se répartit sur l'optimisation du réseau et le renforcement du réseau sur les tracés actuels. Par ailleurs, 49 km de lignes 220 kV devenus inutiles seront démantelés. L'illustration 5.14 présente les mesures d'extension du réseau nécessaires selon le scénario «On Track» pour éliminer les congestions structurelles critiques¹⁰.

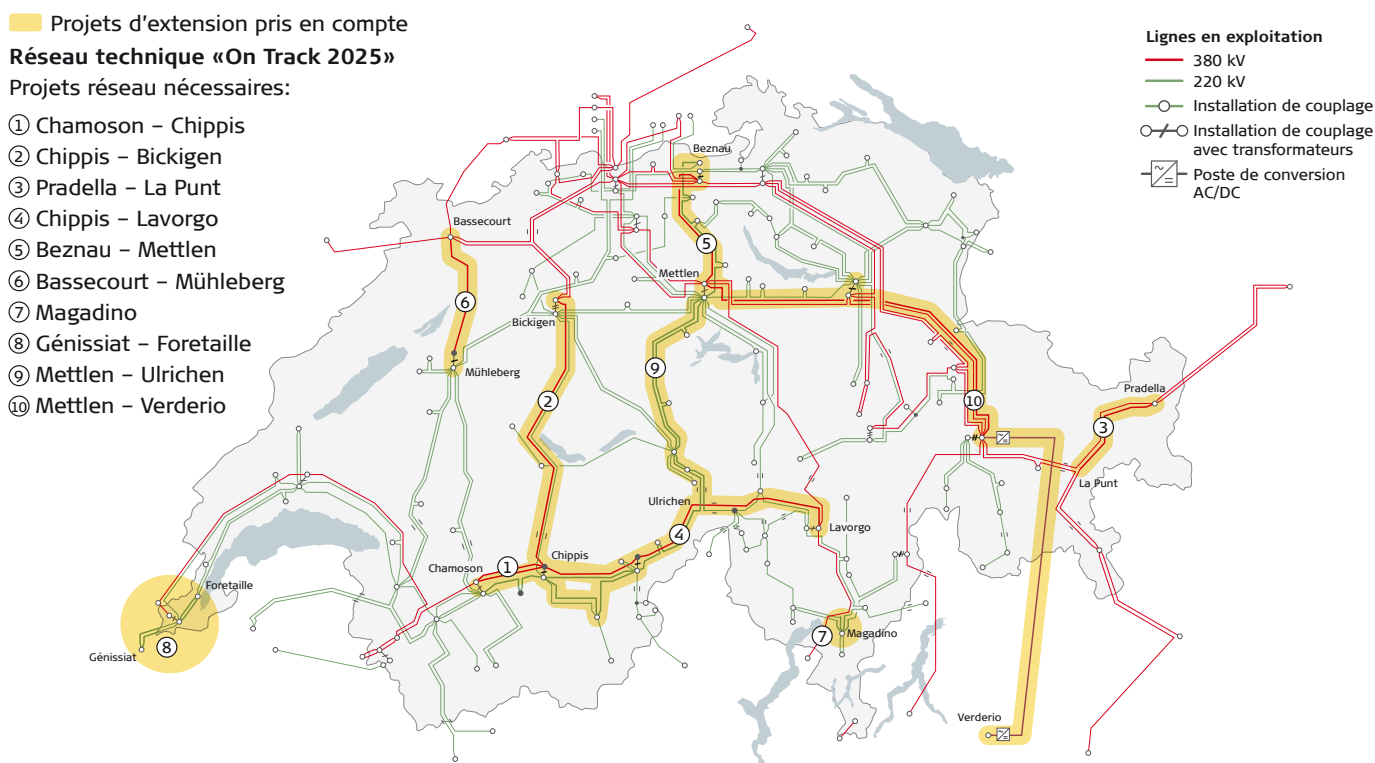


Illustration 5.14: Réseau technique «On Track 2025»

¹⁰ Les demandes de raccordement déposées par les gestionnaires de réseau de distribution et les centrales électriques sont présentées au chapitre 8.2.

Les 10 projets suivants, entièrement décrits et évalués du point de vue technique et économique au chapitre 7 dans le cadre des deux scénarios, font partie du réseau technique «On Track 2025»:

1. **«Chamoson – Chippis»:** Construction d'une nouvelle ligne aérienne de 2x 380 kV et 1x 220 kV sur 35 km. Démantèlement parallèle de la ligne aérienne de 2x 220 kV existante.
2. **«Chippis – Bickigen»:** Si la ligne aérienne d'environ 106 km de «Chippis – Bickigen» a été construite entre 1963 et 1965 comme ligne à deux circuits de 380 kV, elle a été exploitée à du 220 kV et ne suffit plus aux nouvelles dispositions légales. Ce projet permettra d'adapter les deux ternes de la ligne aérienne aux nouvelles dispositions légales en matière d'exploitation à une tension nominale de 380 kV.
3. **«Pradella – La Punt»:** Actuellement, la ligne de 49 km est équipée d'un terne de 380 kV sur tout le tracé, ainsi que d'un terne de 220 kV supplémentaire entre Ova Spin et Pradella. Il est prévu de l'équiper pour 2x 380 kV. Le terne 220 kV est démantelé et remplacé par une ligne distincte de 110 kV pour le transport de l'énergie produite à la centrale Ova Spin.
4. **«Chippis – Lavorgo»:** La construction d'une nouvelle ligne de bout en bout pour deux ternes de 380 kV est prévue, dont un terne devant être exploité provisoirement à 220 kV. Une boucle électrique pour les CFF sera également posée sur une partie du tracé. Un câblage partiel supplémentaire avec des ternes de 220 kV est également prévu pour le raccordement de divers sites de production.
5. **«Beznau – Mettlen»:** Renforcement du réseau de lignes existantes entre Beznau et Mettlen avec 2x380 kV sur tout le tracé. Après la réalisation, l'exploitation est tout d'abord prévue avec 1x380 kV et 1x220 kV.
6. **«Bassecourt – Mühleberg»:** Renforcement du réseau de 45,4 km de ligne aérienne de 380 / 220 kV construite en 1978. Cette ligne a été approuvée et installée pour un terne d'une tension nominale de 380 kV et un second terne d'une tension nominale de 220 kV. Depuis leur mise en service, les deux ternes sont toutefois seulement exploités avec une tension nominale de 220 ou 132 kV. Dans ce projet, la ligne exploitée à 220 kV est installée conformément aux prescriptions actuelles pour une exploitation à 380 kV.
7. **«Magadino»:** Le projet prévoit le «bouclage» de la ligne «Avegno – Gorduno» à partir du secteur Riazzino dans la sous-station Magadino existante (éventuellement à installer) où elle sera directement liée au réseau 220 kV restant.
8. **«Génissiat – Foretaille»:** Le projet prévoit le renforcement et le câblage partiel (dans le secteur Genève Aéroport) des 13,7 km de ligne. Ce projet ne se trouve pas encore dans la phase d'élaboration du projet. Étant donné la durée actuelle de planification et d'approbation, dépassant souvent les 10 ans, ce projet pourrait prendre du retard. La mise en service prévue du projet d'ici 2025 ne sera donc possible que si la procédure de planification et d'approbation s'accélère sensiblement.
9. **«Mettlen – Ulrichen»:** Renforcement du réseau continu à 380 kV de la ligne 220 kV d'une longueur de 87,1 km. Ici aussi, des procédures de planification et d'approbation efficaces sont nécessaires pour garantir la mise en œuvre de ce projet conforme jusqu'en 2025.
10. **«Mettlen – Verderio»:** Ce projet porte sur une liaison de courant continu (DC) 400 kV de 1100 MW de Sils i.D. – Splügenpass – Verderio (Italie) dans une section de l'ancien oléoduc Genua – Ingolstadt («Greenconnector»). Le tracé a une longueur totale de 152 km, dont 32 km en Suisse. De plus, un renforcement de la ligne «Mettlen – Grynau – Sils» est nécessaire. Il serait ainsi possible d'étendre la ligne de 150 km avec la technique AC ou de la transformer en une ligne AC/DC hybride.

Ces projets définis à l'aide de la modélisation technique du réseau selon la procédure PINT sont soumis ci-dessous à une évaluation multicritères, de manière à déterminer leur avantage économique pour la Suisse comme critère complémentaire à la nécessité technique. De plus amples détails seront présentés dans le cadre de l'évaluation présentée au chapitre 7.

Pour contrôler la robustesse du réseau technique «On Track» déterminé, celui-ci est soumis à un test de résistance et à des analyses de sensibilité. Les résultats sont présentés au point 5.6.

5.5.2. Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «Slow Progress»

Les étapes itératives présentées ci-dessus ont également été exécutées pour le scénario «Slow Progress». Il en résulte le réseau technique «Slow Progress». L'illustration 5.15 présente les mesures d'extension du réseau nécessaires selon le scénario «Slow Progress» pour éliminer les congestions structurelles¹¹.

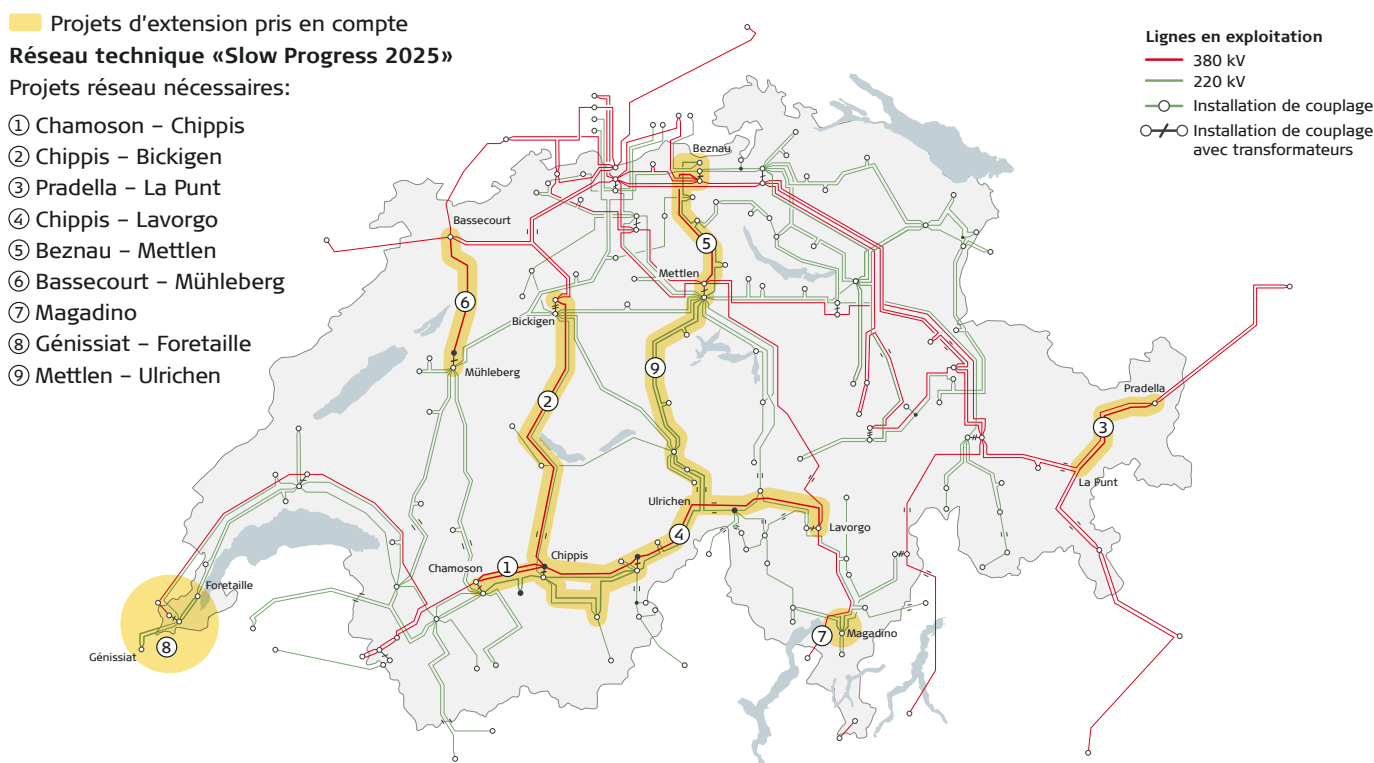


Illustration 5.15: Réseau technique «Slow Progress 2025»

¹¹ Les demandes de raccordement déposées par les gestionnaires de réseau de distribution et les centrales électriques sont présentées au chapitre 8.2.

Ce scénario prévoit l'élimination des principales congestions avec les mêmes mesures que dans le scénario «On Track», à l'exception du projet 10, «Mettlen – Verderio». En raison du faible NTC vers l'Italie, ce projet n'est pas nécessaire dans le scénario «Slow Progress». Le réseau technique «Slow Progress» comprend donc les 9 projets suivants:

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»

Pour contrôler la robustesse du réseau «Slow Progress 2025» déterminé, celui-ci est soumis à un test de résistance et à des analyses de sensibilité (voir chapitre 5.6).

5.6. Tests de résistance pour 2025 et analyses de la sensibilité 2025 et 2035

► En bref:

La stabilité des réseaux nécessaires du point de vue technique est contrôlée dans le cadre de tests de résistance, simulant des conditions spéciales critiques (telles que la défaillance d'une sous-station ou d'une barre collectrice complètes). Les tests indiquent que les réseaux techniques définis peuvent maîtriser des situations de réseau critiques.

Les réseaux techniques déterminés selon le processus PINT peuvent garantir un fonctionnement sécurisé, même en cas de défaillance d'une ligne ou d'un transformateur. Ils présentent donc une sécurité n-1. Si ce critère est bien la base de la définition du réseau technique, il ne se réfère cependant qu'à la défaillance de lignes et de transformateurs individuels.

La défaillance de plusieurs éléments et la prise en compte d'autres situations extrêmes sont déterminées dans le cadre de tests de résistance particuliers. Ceux-ci ne sont exécutés que pour les réseaux techniques 2025 et non pour les réseaux techniques 2035. En effet, la planification du réseau actuelle se concentre sur le «Réseau stratégique 2025». À l'instar des tests de résistance, les réseaux techniques 2035 permettent de contrôler la résistance aux événements attendus pour 2025.

Les tests de résistance comprennent les situations suivantes:

- » Test de résistance 1: sécurité n-1 pour une production maximale et un pompage maximal des CPT, c'est-à-dire en cas de production totale, sans prise en compte de limitations hydrauliques éventuelles;
- » Test de résistance 2: sécurité n-2 pendant une situation d'importation importante et d'une situation d'exportation importante;
- » Test de résistance 3: n-k (barre collectrice), en cas de défaillance d'une barre collectrice complète;
- » Test de résistance 4: n-k (sous-station), en cas de défaillance d'une sous-station complète;

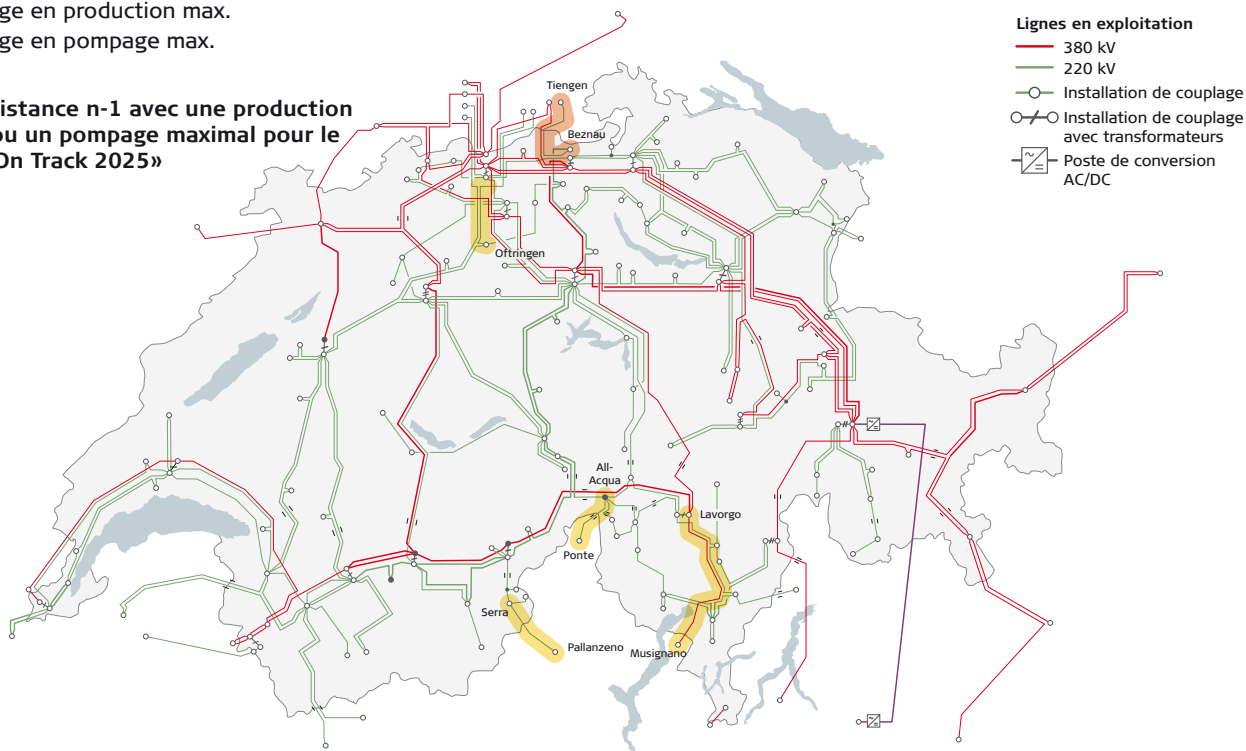
Outre les tests de résistance, des analyses de la sensibilité permettent de simuler les modifications possibles des conditions environnementales pertinentes du point de vue de la planification du réseau. Outre les analyses pour 2025, celles-ci comprennent également une sensibilité pour 2035:

- » Sensibilité 1: sécurité n-1, si les centrales à accumulation par pompage de Grimsel 3 (KWO+ avec 600 MW), CPT Rhodix (900 MW), CCG Cornaux (420 MW) et CCG Chavalon (440 MW) prévues d'ici 2035 étaient déjà en exploitation en 2025;
- » Sensibilité 2: augmentation de la charge de 2 GW;
- » Sensibilité 3: Hausse du transit nord – sud de 1GW;
- » Sensibilité 4: planification d'un «tracé nord DC» passant par la Suisse pour 2035.

5.6.1. Test de résistance 1: sécurité n-1 avec une production maximale ou un pompage maximal

- Surcharge en production max.
- Surcharge en pompage max.

Test de résistance n-1 avec une production maximale ou un pompage maximal pour le scénario «On Track 2025»



- Surcharge en production max.
- Surcharge en pompage max.

Test de résistance n-1 avec une production maximale ou un pompage maximal pour le scénario «Slow Progress 2025»

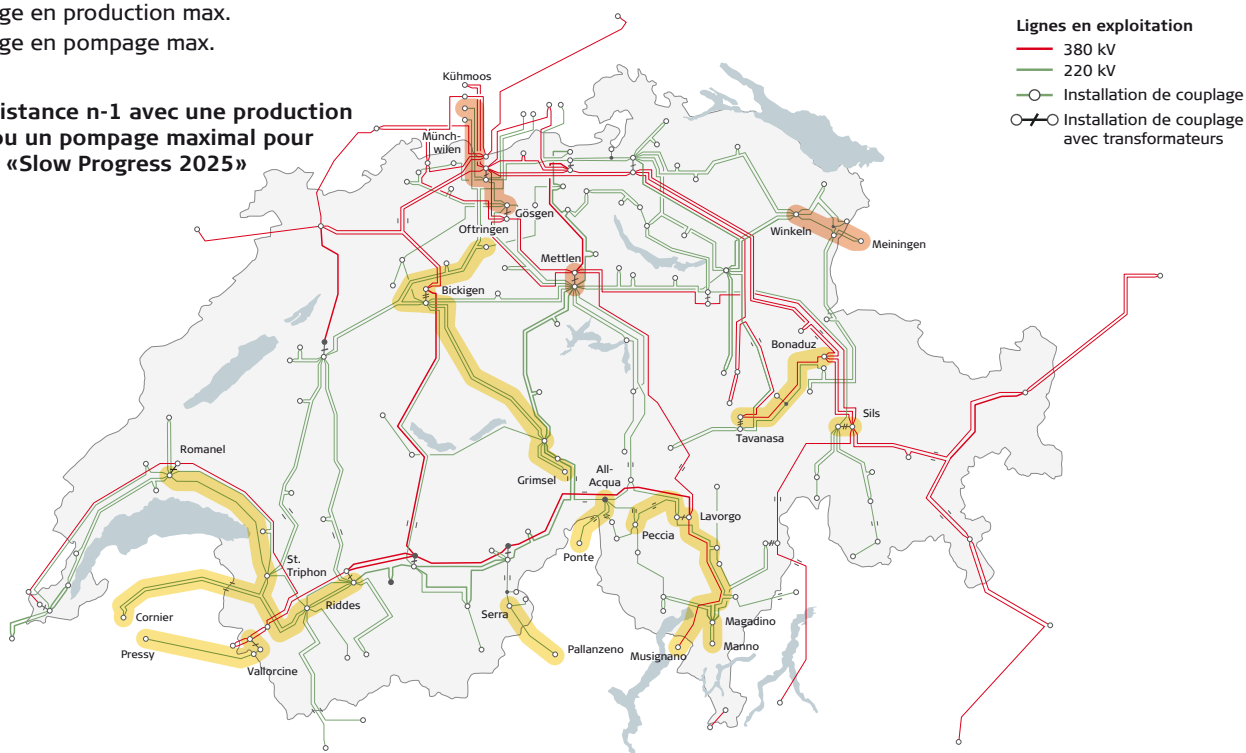


Illustration 5.16: n-1: Surcharge en production maximale et en pompage maximal des centrales de pompage-turbinage

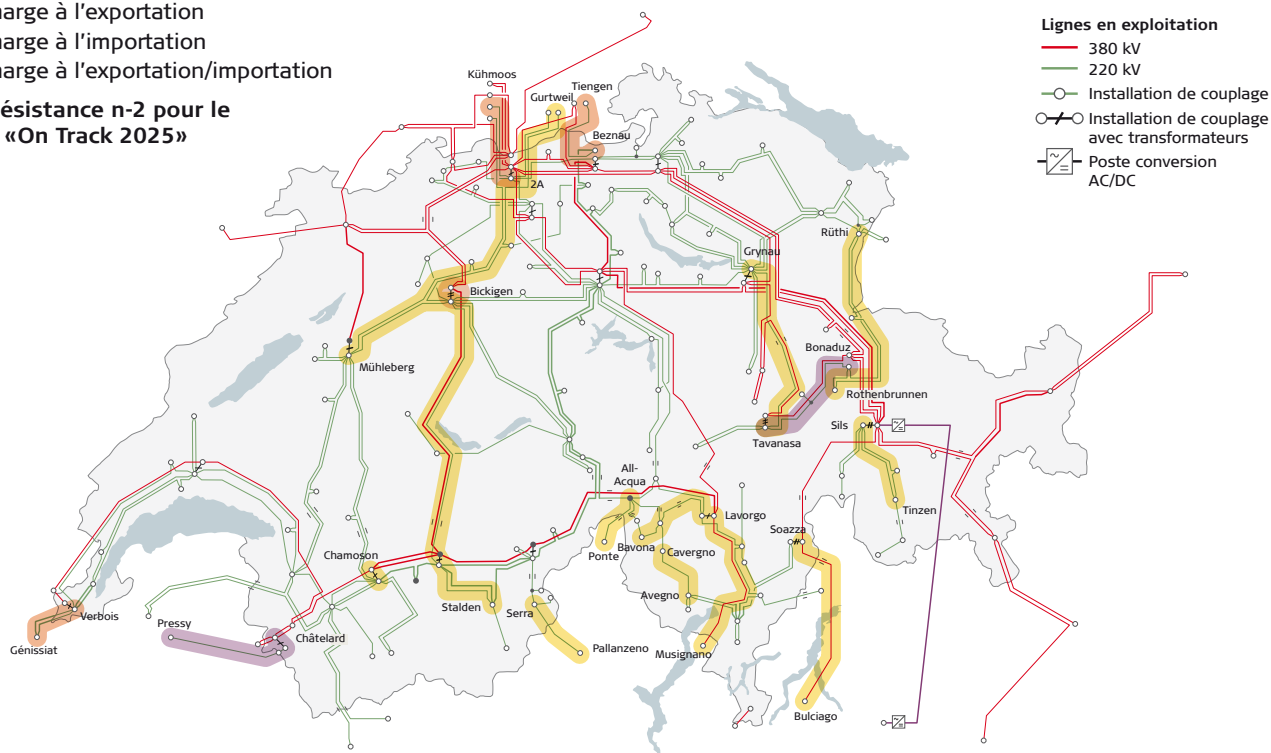
L'illustration 5.16 représente de manière distincte les dépassements de n-1 (toutes les centrales électriques produiraient à leur maximum) pour les réseaux techniques «On Track» et «Slow Progress». Il apparaît qu'une exploitation de sécurité n-1 totale n'est plus assurée lors du transport de la puissance supplémentaire à la frontière entre la Suisse et l'Italie. Les dépassements de n-1 lors du pompage des centrales de pompage-turbine sont représentés en orange. Dans le réseau technique «On Track», seule la ligne transfrontalière de «Beznau – Tiengen» vers l'Allemagne ne respecte pas ce critère. Dans le réseau technique «Slow Progress», les dépassements de n-1 sont plus répandus lors d'un pompage maximal.

Contrairement à la situation du le réseau «Slow Progress» où l'on assiste plus souvent à des dépassements n-1, le réseau «On Track» peut maîtriser de manière généralement sûre ces cas de production extrême. Ces surcharges peuvent généralement être désamorcées à l'aide de mesures topologiques supplémentaires sur le réseau (telles que la modification de la gradation des transformateurs et de la configuration des barres collectrices).

5.6.2. Test de résistance 2: sécurité n-2 en cas d'importation / d'exportation importantes

- Surcharge à l'exportation
- Surcharge à l'importation
- Surcharge à l'exportation/importation

Test de résistance n-2 pour le scénario «On Track 2025»



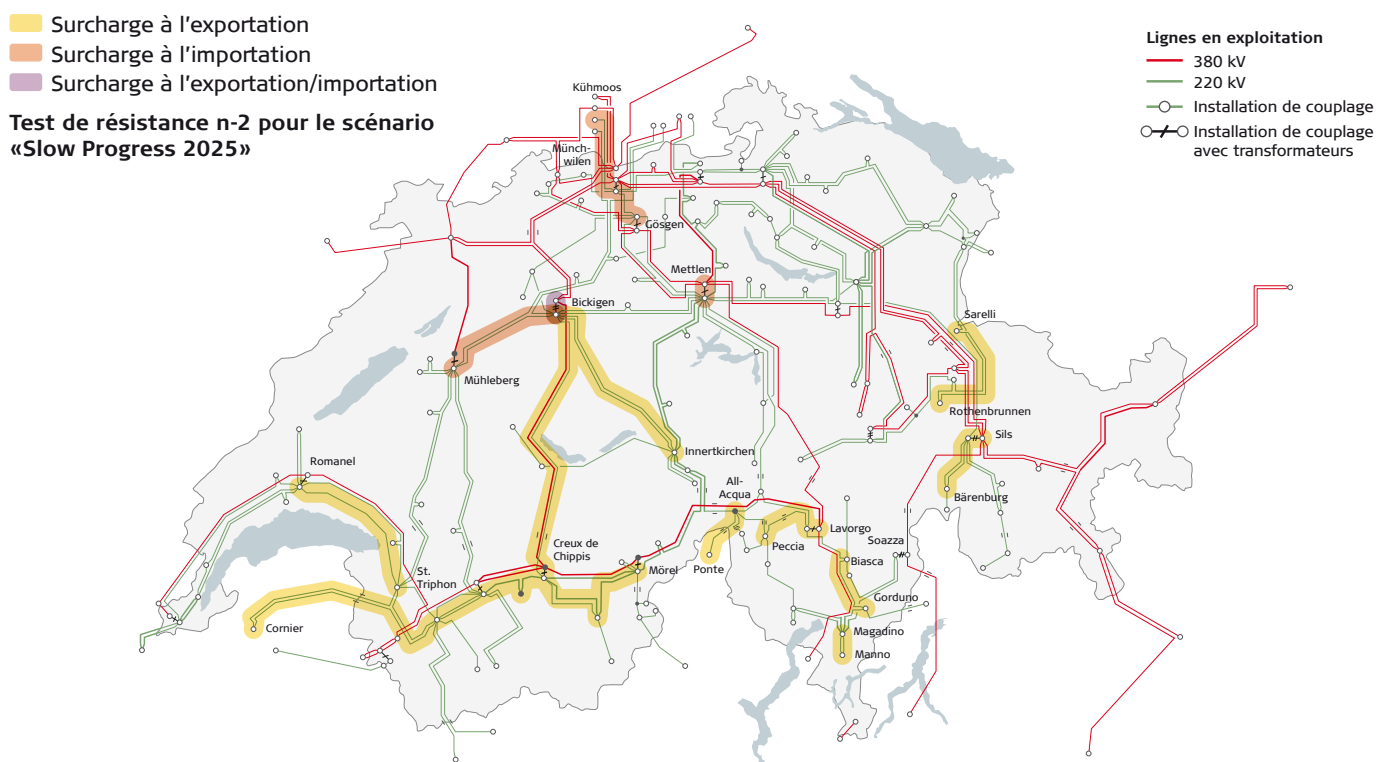


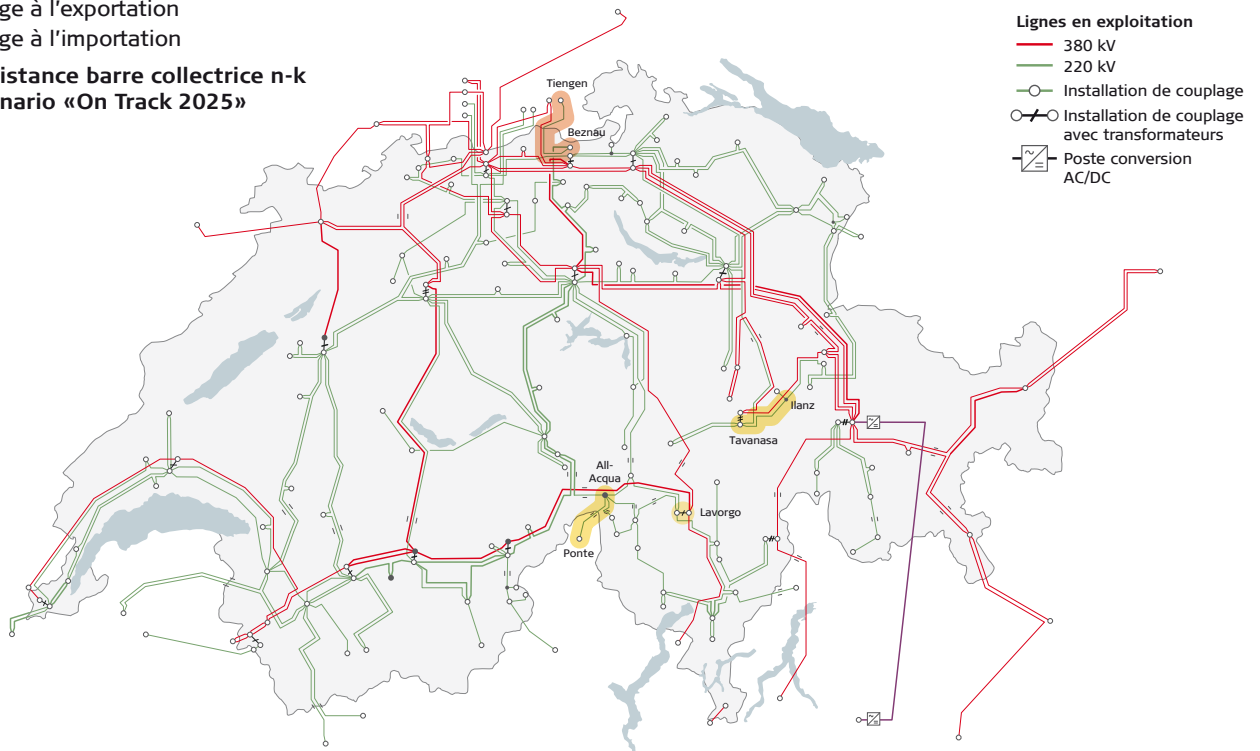
Illustration 5.17: n-2: Situation d'importation et d'exportation importantes

L'analyse des dépassements n-2, c'est-à-dire des dépassements de seuils en cas de défaillance de deux lignes ou transformateurs, montre principalement des enfreintes sur les réseaux «On Track» et «Slow Progress» dans l'arc alpin, en cas d'exportation et de production hydraulique élevée. L'importation importante du point de vue de la sécurité d'approvisionnement génère quant à elle nettement moins de dépassements. Dans ce cas, les dépassements des valeurs de courant admissibles surviennent surtout dans le nord de la Suisse, à la frontière avec l'Allemagne et dans la région de Genève. L'illustration 5.17 présente les résultats de ce test de résistance. Le réseau conçu présente une sécurité n-1, mais n'est pas surdimensionné: à l'état normal, la sécurité du réseau est donc également assurée en cas de défaillance imprévue d'un moyen de production (ligne ou transformateur). En cas de nouvel affaiblissement du réseau par une mise hors service planifiée (maintenance, par exemple), les centrales ou les capacités transfrontalières (NTC) doivent, le cas échéant, être limitées pour pouvoir satisfaire au critère n-1. La sécurité d'approvisionnement verticale, notamment dans les agglomérations, est planifiée avec une redondance accrue du système.

5.6.3. Test de résistance 3: n-k (barre collectrice), en cas de défaillance systématique d'une barre collectrice;

- Surcharge à l'exportation
- Surcharge à l'importation

Test de résistance barre collectrice n-k pour le scénario «On Track 2025»



- Surcharge à l'exportation
- Surcharge à l'importation

Test de résistance barre collectrice n-k pour le scénario «Slow Progress 2025»

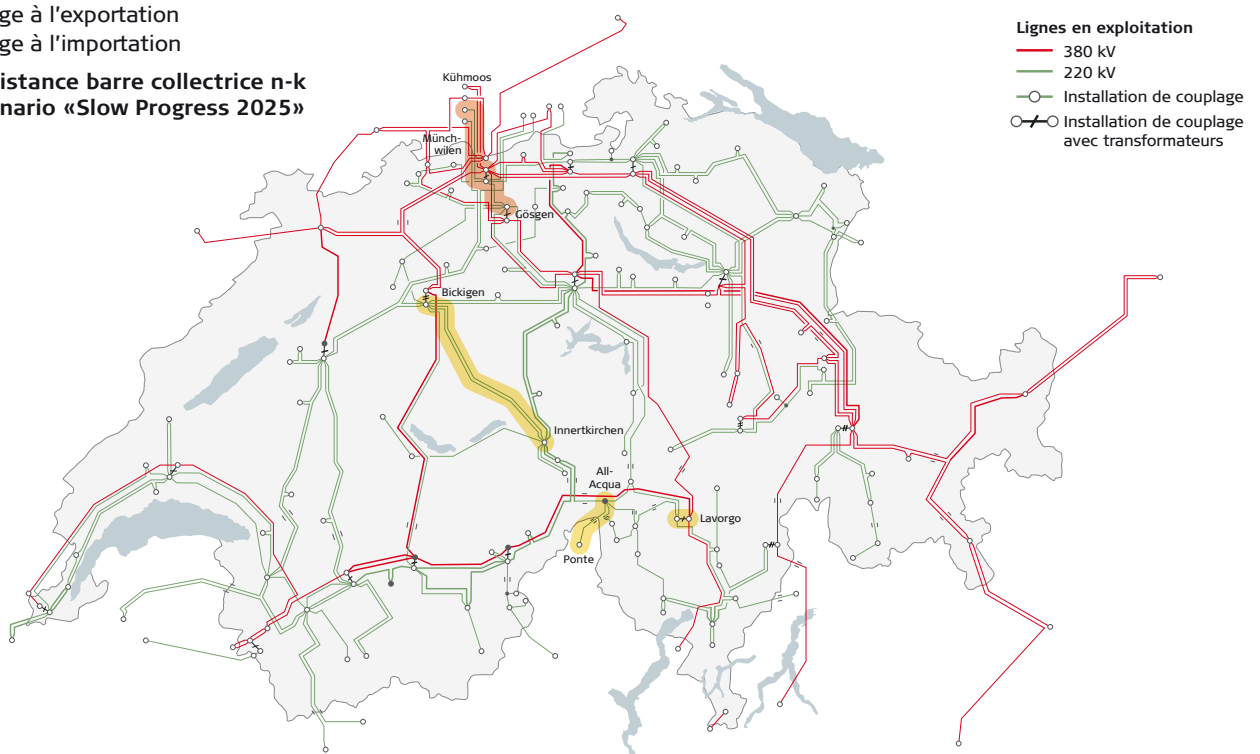


Illustration 5.18: n-k: défaillance systématique d'une barre collectrice

La défaillance d'une barre collectrice est représentée à l'illustration 5.18. On observe des dépassements de la valeur de courant admissible maximale à l'exportation pour le réseau «On Track» et «Slow Progress» uniquement sur trois lignes 220 kV dans l'arc alpin et entre Bickigen et Innertkirchen. En cas de volume élevé d'importation (comme dans le cas du pompage maximal), une situation critique survient sur le réseau «On Track» au niveau de la ligne «Beznau – Tiengen», et sur le réseau «Slow Progress» au niveau de la ligne «Gösgen – Kühmoos» en direction de l'Allemagne.

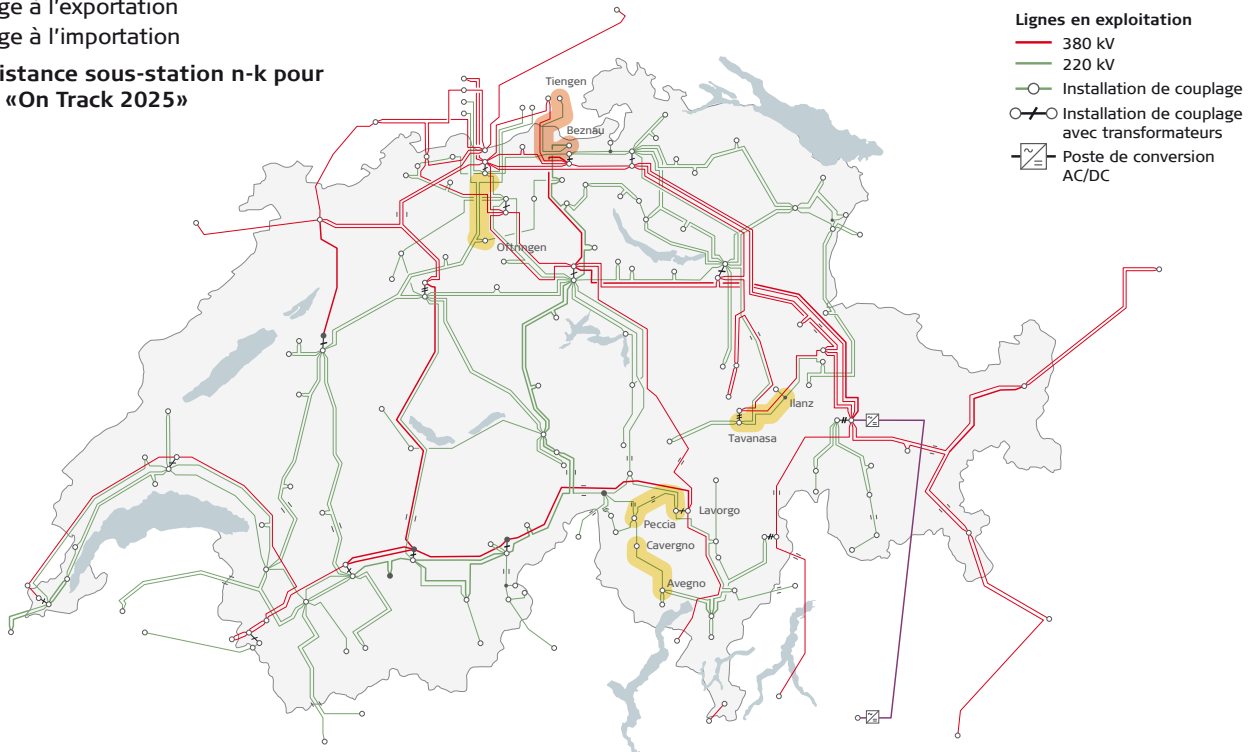
La défaillance d'une barre collectrice ne représente pas une situation critique pour le réseau de transport. Il convient cependant de contrôler si l'approvisionnement des réseaux de distribution reste suffisant en cas de défaillance correspondante. Si la redondance sur le réseau sous-jacent (NE3) n'est pas assurée, une solution optimale du point de vue technique et économique est élaborée entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution concernés dans le cadre du GT CRDR. Swissgrid garantit que les demandes de raccordement formelles qui en résultent du côté du réseau de distribution sont intégrées à la planification du réseau Swissgrid¹².

12 Voir chapitre 8.2 relatif aux demandes de raccordement Swissgrid en cours.

5.6.4. Test de résistance 4: n-k (barre collectrice), en cas de défaillance systématique d'une sous-station

- Surcharge à l'exportation
- Surcharge à l'importation

Test de résistance sous-station n-k pour le scénario «On Track 2025»



- Surcharge à l'exportation
- Surcharge à l'importation

Test de résistance sous-station n-k pour le scénario «Slow Progress 2025»

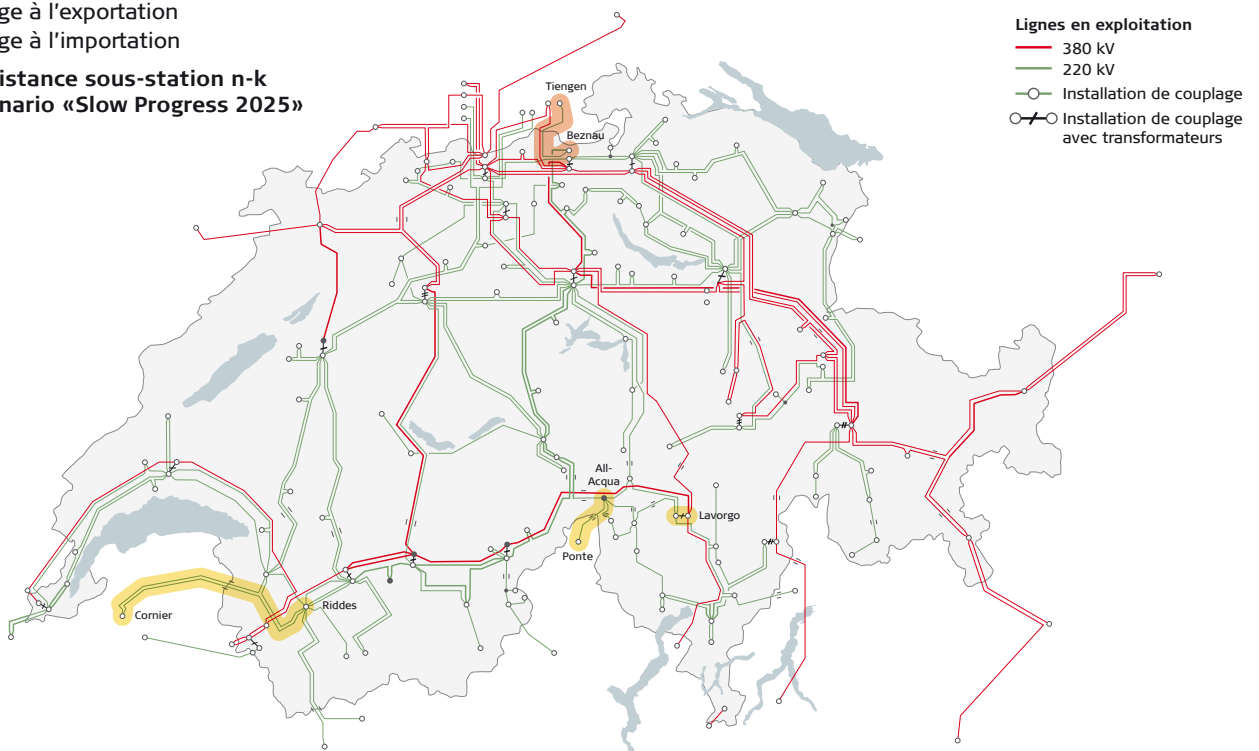


Illustration 5.19: n-k: défaillance systématique d'une sous-station

La défaillance d'une sous-station est représentée à l'illustration 5.19. Le cas d'exportation entraîne surtout des surcharges sur les lignes de l'arc alpin. En cas d'importations importantes (principalement en provenance d'Allemagne et de France dans ce scénario), la ligne «Beznau – Tiengen» présente un débordement des seuils tant sur le réseau «On Track» que sur le réseau «Slow Progress». En cas de défaillance d'une sous-station complète, la production concernée est également supprimée, et doit donc être compensée par les services-système suisses et étrangers.

La défaillance d'une sous-station complète décale les flux de charge sur une surface plus importante, ce qui confirme un nombre relativement faible d'éléments surchargés lors du calcul de la défaillance d'une barre collectrice. Il convient cependant, ici aussi, de vérifier si après la défaillance d'une sous-station complète, les réseaux de distribution peuvent être suffisamment approvisionnés, ou si des mesures de réseau sont nécessaires du point de vue du réseau de distribution.

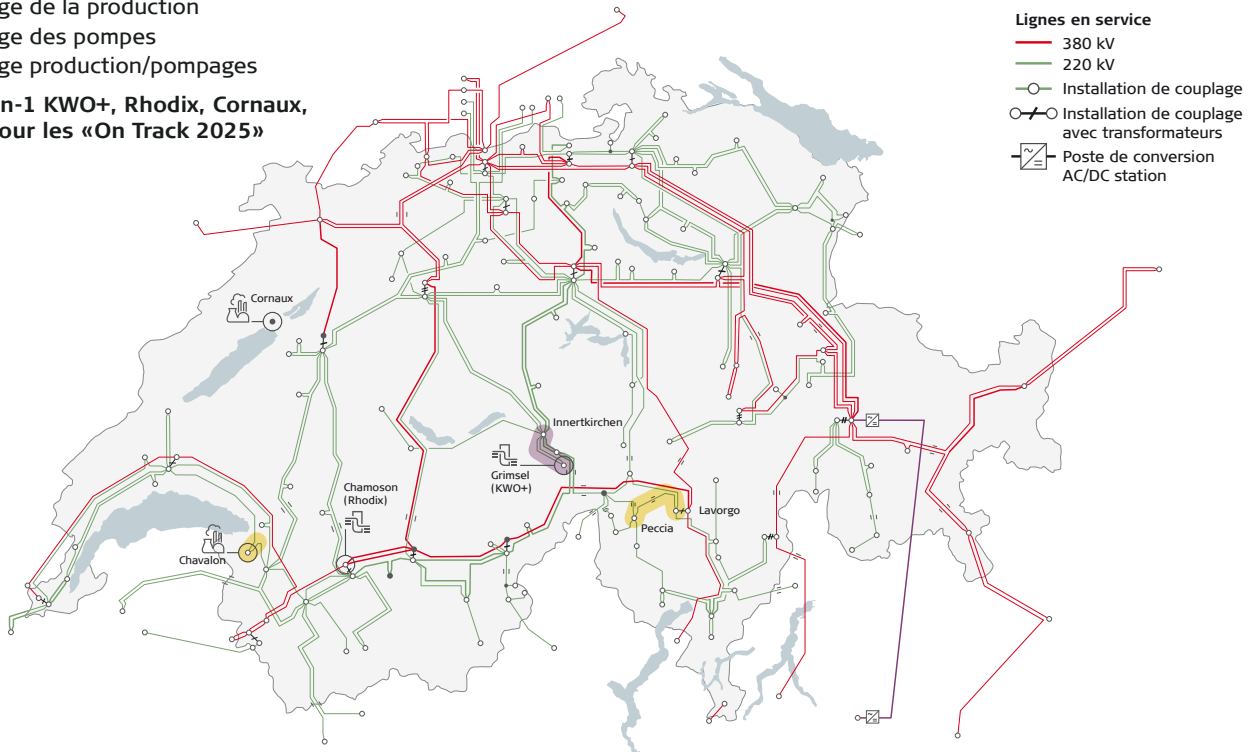
5.6.5. Sensibilité 1: sécurité n-1 avec les centrales KWO+, Rhodix, Cornaux et Chavalon en exploitation

Surcharge de la production

Surcharge des pompes

Surcharge production/pompages

Sensibilité n-1 KWO+, Rhodix, Cornaux, Chavalon pour les «On Track 2025»



Surcharge de la production

Surcharge des pompes

Surcharge production/pompes

Sensibilité n-1 KWO+, Rhodix, Cornaux, Chavalon pour les «Slow Progress 2025»

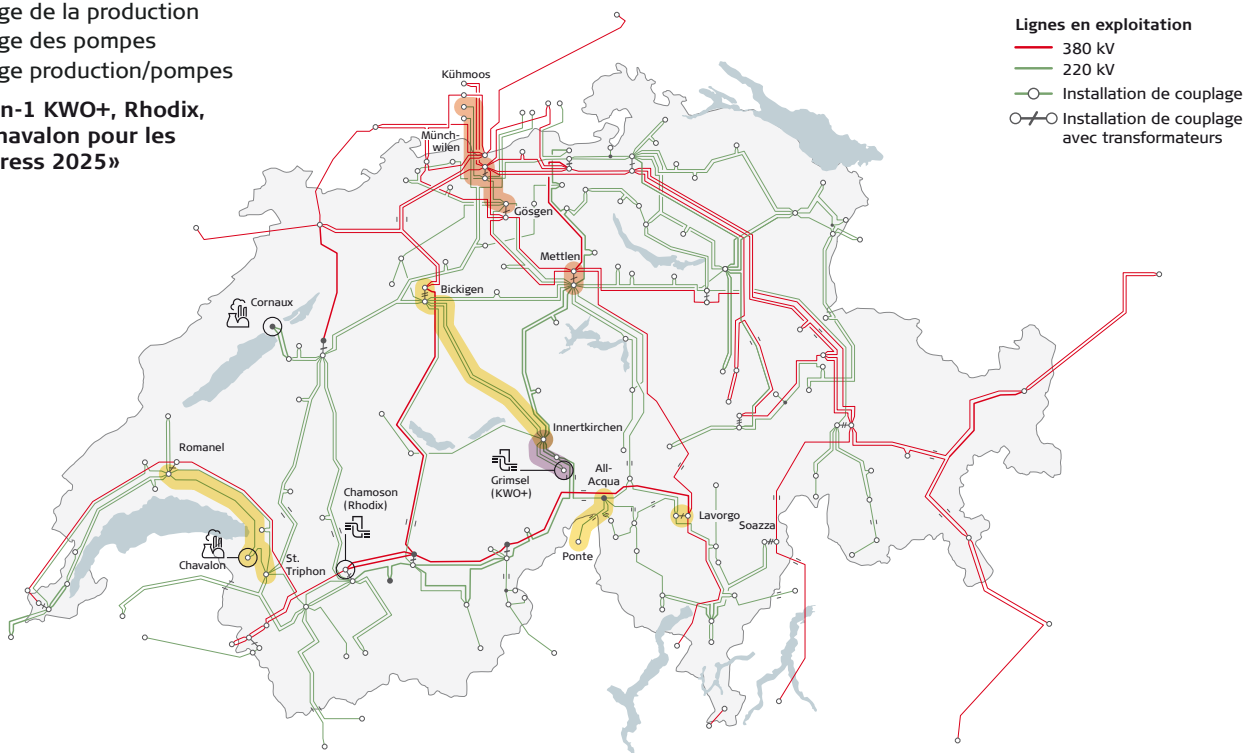


Illustration 5.20: sécurité n-1: Exploitation supplémentaire des centrales KWO+, Rhodix, Cornaux & Chavalon

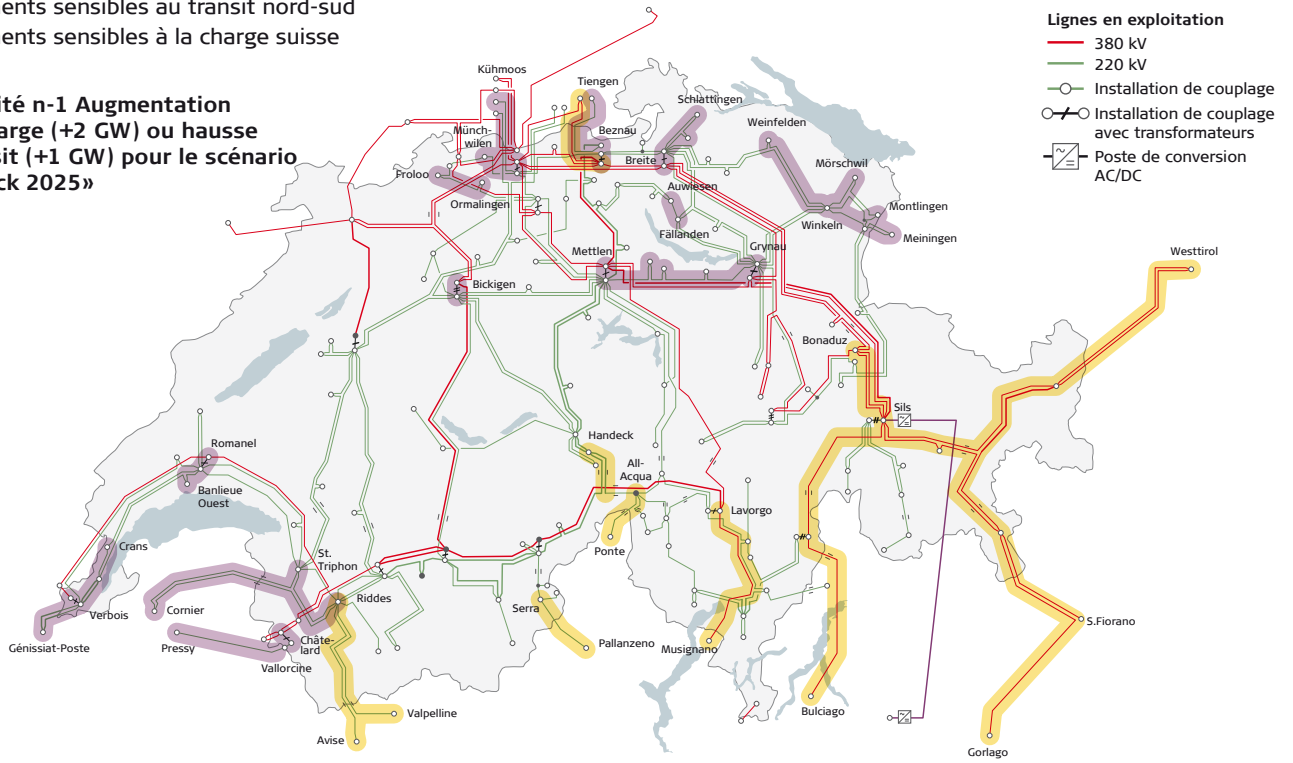
Le raccordement de centrales électriques supplémentaires, imprévu jusqu'ici dans les scénarios actuels, indique une entorse à la règle de sécurité n-1 à proximité des centrales électriques KWO+, Rhodix et Chavalon. L'illustration 5.20 représente les dépassements de manière graphique. Sur le réseau technique «On Track», les dépassements surviennent surtout au niveau local, à proximité des centrales électriques. Sur le réseau «Slow Progress», on observe également des dépassements n-1 entre Innertkirchen et Bickigen, ainsi qu'entre Romanel et St Triphon. Le réseau «Slow Progress» présente également un dépassement n-1 dû au pompage de Mettlen et à la frontière allemande.

En cas de réalisation de ces projets de centrales électriques, le réseau situé à proximité des centrales électriques devrait également être renforcé. Le réseau amont du scénario «On Track» peut faire face à des charges supplémentaires. Le réseau «Slow Progress» demanderait un renforcement ponctuel du réseau amont.

5.6.6. Sensibilité 2 & 3: augmentation de la charge de 2 GW et augmentation du transit nord-sud de 1 GW

- Éléments sensibles au transit nord-sud
- Éléments sensibles à la charge suisse

Sensibilité n-1 Augmentation de la charge (+2 GW) ou hausse du transit (+1 GW) pour le scénario «On Track 2025»



- Éléments sensibles au transit nord-sud
- Éléments sensibles à la charge suisse

Sensibilité n-1 Augmentation de la charge (+2 GW) ou hausse du transit (+1 GW) pour le scénario «Slow Progress 2025»

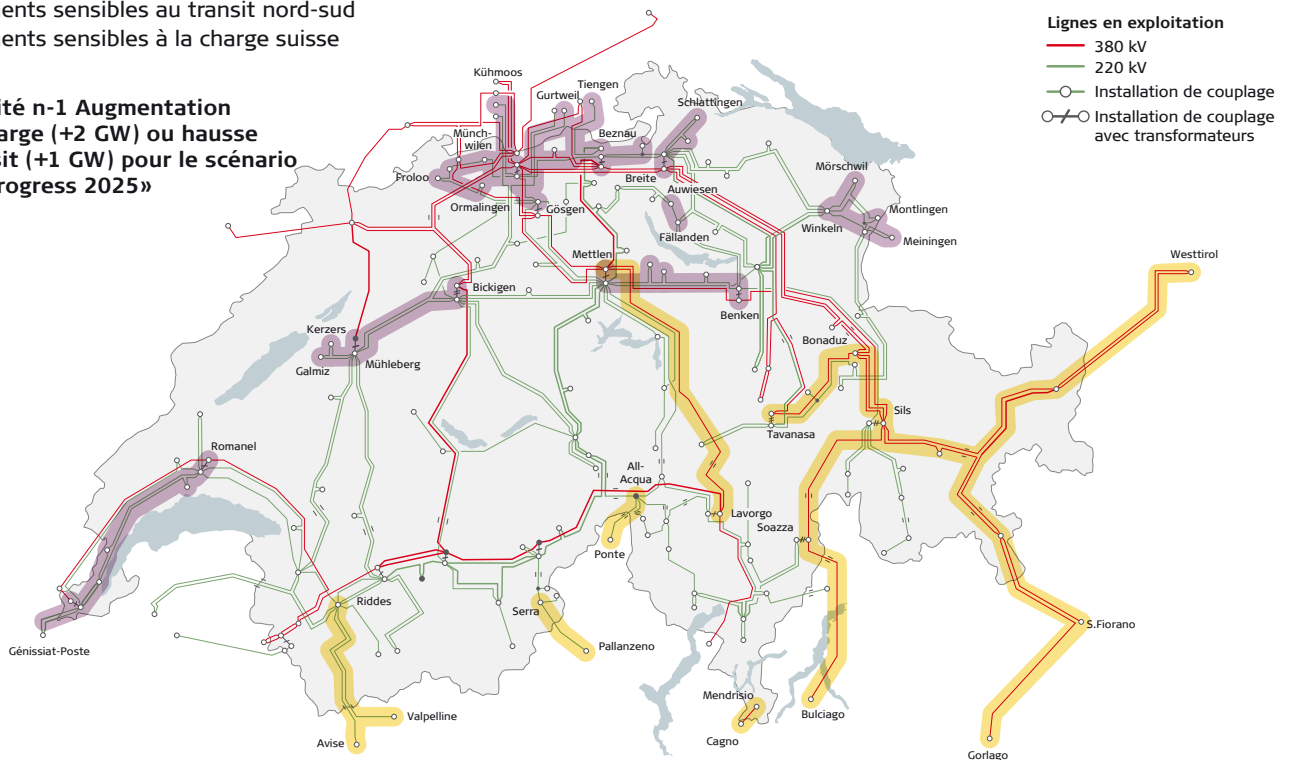


Illustration 5.21: Augmentation de la charge et transit nord-sud dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress»

Les analyses des sensibilités à la charge et au transit sont présentées à l'illustration 5.21. Sur les deux réseaux, «On Track» et «Slow Progress», la hausse du transit nord-sud entraîne surtout une augmentation des charges réseau sur les lignes de l'arc alpin. On observe notamment une augmentation du taux d'utilisation due à l'augmentation de la charge dans le nord et dans l'est de la Suisse.

Les flux de puissance passant par la Suisse sont intégrés aux programmes commerciaux prévisionnels en Suisse et à l'étranger avec les moyens d'exploitation actuels et prévisionnels (transformateurs-déphaseurs, convertisseurs AC/DC). Dans le cas de flux de puissance critiques nord-sud passant par la Suisse, Terna coordonne les gestionnaires du réseau de transport voisins de manière à gérer ces flux avec les transformateurs-déphaseurs actuels. Si ces mesures et d'autres mesures topologiques devaient s'avérer insuffisantes, un redispatching international devrait être prévu à l'avenir également.

Étant donné que les modifications de la charge correspondantes évoluent de manière très linéaire, certaines conclusions complémentaires peuvent être tirées de la sensibilité en termes de hausse du transit. Celles-ci concernent également les conséquences d'un renversement du flux de charge nord-sud, c'est-à-dire d'un flux de l'Italie vers la Suisse:

- » un renversement du transit sud → nord soulagerait les circuits marqués en jaune;
- » une diminution de la charge (par une injection solaire élevée à proximité de la consommation, par exemple) entraînerait un recul du taux d'utilisation dans les régions marquées en mauve.

5.6.7. Sensibilité du «tracé nord DC»

■ Charge accrue avec le «tracé nord DC»

■ Allègement par le «tracé nord DC»

Planification du «tracé nord DC»
sur le réseau technique «On Track 2035»

① «Tracé nord DC» (ligne DC, DE-Mettlen)

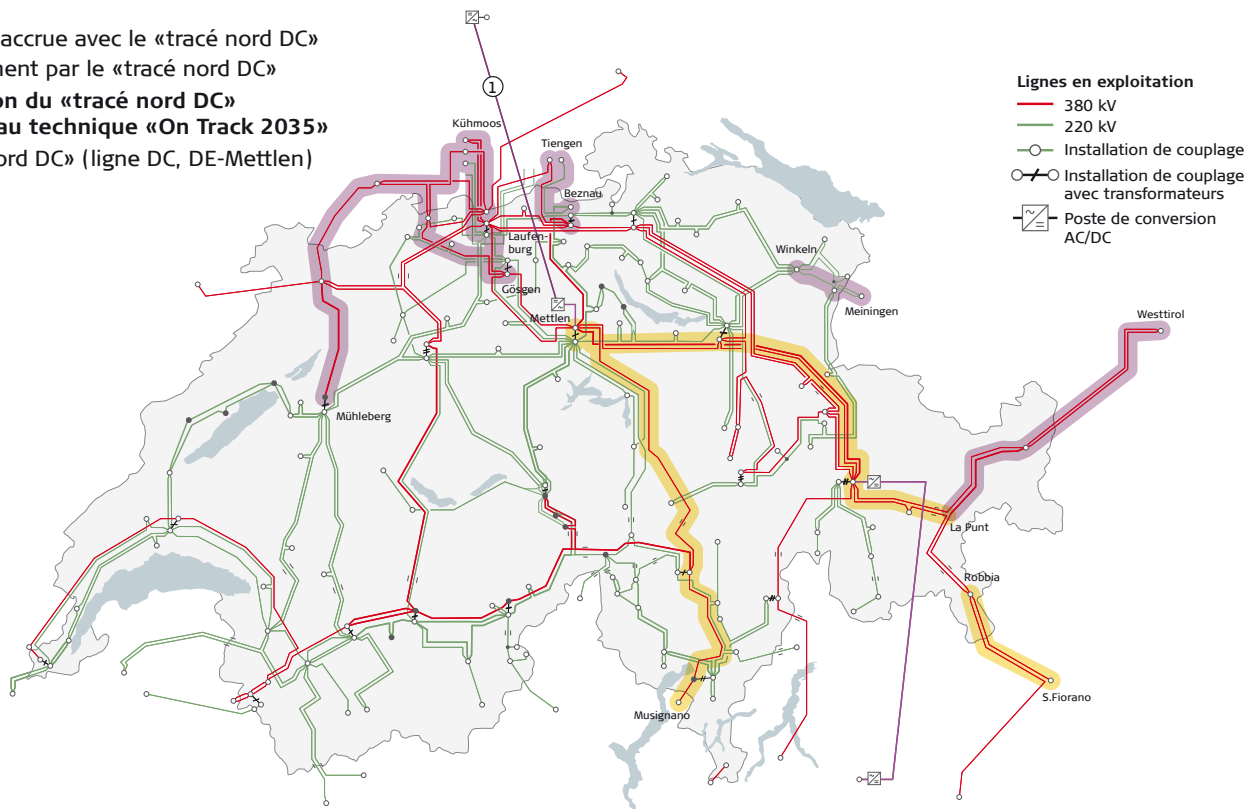


Illustration 5.22: Sensibilité du «tracé nord DC»

Cette analyse de sensibilité contrôle dans quelle mesure une ligne DC éventuelle dans la région DACH Nord, avec point d'entrée «Mettlen», rendrait superflus certains projets d'extension du réseau, ainsi que les modifications qu'elle entraînerait en termes de situation du réseau à la frontière Nord et dans l'arrière-pays.

L'analyse montre que la ligne 2 GW DC possible envisagée au sein du réseau européen¹³ (appelée «tracé nord DC»), allant du sud de l'Allemagne à Mettlen, entraîne certes des allègements du réseau AC suisse dans certaines régions, mais également des charges supplémentaires sur d'autres tronçons de ligne:

- » Des **charges plus importantes** surviennent sur l'axe situé entre le «tracé nord DC» et le «Greenconnector», en raison du flux accru des deux connexions DC. De même, l'axe parallèle (ligne de Lukmanier) subit lui également une charge plus importante, devant transporter une grande partie de la puissance injectée par le «tracé nord DC»¹⁴ en cas de défaillance du «Greenconnector»¹⁵.
- » Les **allègements de lignes** touchent surtout la région DACH suisse. Inversement, la charge des lignes parallèles au «tracé nord DC» diminuerait fortement, bien que l'allègement diminuerait avec la distance. Un démantèlement éventuel de tous les projets d'extension AC vers la frontière nord de la Suisse n'est donc pas directement prévisible,

13 DC est l'abréviation de «direct current». Elle est utilisée dans le monde entier pour le courant continu, c'est-à-dire le courant dont l'intensité et le sens ne varient pas (contrairement au courant alternatif).

14 La charge plus élevée de Bickigen et sur la boucle bâloise est due au démantèlement de la ligne 220 kV Laufenbourg – Gösgen – Mettlen. La connexion de 220 kV manquante entre Laufenbourg et Gösgen est donc compensée en partie par la boucle bâloise.

15 Le «Greenconnector» fait partie du projet «Mettlen-Verderio»

et devrait être vérifié dans le cadre de nouveaux calculs. De premières estimations optimistes montrent que les projets d'extension planifiés pourraient théoriquement¹⁶ être remplacés par le «tracé nord DC», qui continuerait donc d'être exploité avec 220 kV:

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

À l'heure actuelle, selon les hypothèses émises, cette ligne ne représente pas une alternative judicieuse aux projets d'extension du réseau AC conventionnels planifiés par Swissgrid. En effet, outre les risques d'ordre opérationnel et technologique, les coûts des investissements élevés du «tracé nord DC» et les coûts de perte élevés, le fait est qu'il ne pourrait pas remplacer entièrement des lignes existantes ou en construction. Cependant, le «tracé nord DC» pourrait représenter à long terme une alternative judicieuse en cas d'augmentation supplémentaire des NTC au-delà des valeurs prévues lors de la planification du réseau Swissgrid pour 2025 et 2035.

16 C'est-à-dire que les éléments pertinents tels que le timing, les autorisations, etc. n'ont pratiquement pas été pris en compte

5.7. Contrôle de la résistance aux événements de 2025 à l'aide des réseaux techniques 2035

► En bref:

Les réseaux techniques 2035 sont calculés pour vérifier la fiabilité dans la durée des résultats obtenus pour 2025 et disposer d'une deuxième année de référence lors de l'analyse coût-bénéfice économique des scénarios clés. Ces données sont complétées par les deux scénarios marginaux «Sun» et «Stagnancy».

Les résultats indiquent des charges supplémentaires sur le réseau en 2035 dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress» dans le nord de la Suisse (à la frontière allemande), ainsi qu'en Suisse méridionale. Celles-ci requièrent une nouvelle extension des réseaux techniques «On Track» et «Slow Progress» en 2035 par deux nouvelles mesures de réseau («Kühmoos – Laufenbourg» et «Leventina+ 14»). Les analyses des flux de charge liés aux mesures de réseau ajoutées au réseau technique 2025 pour 2035 indiquent une charge n-1 similaire, voire légèrement en hausse entre 2025 et 2035. Cela confirme que les mesures de réseau 2025 peuvent faire face aux exigences supposées pour 2035.

Le scénario marginal «Stagnancy» prévoit également des charges supplémentaires en 2035 en Suisse du Nord, à la frontière allemande, charges requérant une nouvelle extension. Contrairement aux scénarios «On Track» et «Slow Progress 2035», étant donné le volume moins important d'exportation vers l'Italie, aucune surcharge n'est observée en Suisse méridionale. Des mesures de réseau ne sont donc pas nécessaires dans ce cas. La charge n-1 prévue dans le scénario «Stagnancy» sur la base des analyses des flux de charge est comparable aux charges prévues dans le scénario «Slow Progress», ce qui indique que les mesures de réseau 2025 restent nécessaires, même en cas d'une récession en Suisse.

Dans le scénario «Sun», la grande quantité d'énergie photovoltaïque injectée dans certaines régions entraîne des congestions supplémentaires du réseau; congestions ne pouvant être éliminées par les projets du réseau technique «Slow Progress 2025». Le réseau technique «Sun» nécessite donc de nouveaux renforcements de lignes en Suisse du Nord, dans le Tessin et en Suisse orientale, si tant est qu'il ne soit pas possible de contrer les injections d'énergie photovoltaïque correspondantes avec des accumulateurs régionaux. Tous les projets du réseau «Slow Progress» 2025 sont également confirmés dans le scénario «Sun», avec une forte charge NTC et une utilisation importante de la force hydraulique.

En résumé, on constate que le «réseau stratégique 2025» se confirme dans tous les scénarios pour 2035.

Pour vérifier la fiabilité dans la durée des résultats obtenus pour 2025, et disposer d'une deuxième année de référence lors de l'analyse coût-bénéfice économique des scénarios clés, on procède au calcul des réseaux techniques 2035. Ceux-ci sont complétés par les deux scénarios marginaux «Sun» et «Stagnancy». Cette approche permet également d'évaluer la robustesse des réseaux techniques en cas de développements extrêmes. À l'instar de l'analyse réalisée dans le cadre des réseaux techniques 2025, on commence par analyser les charges n-1 en 2035 sur la base des flux de charge 2035 et des réseaux techniques 2025. Le cas échéant, des mesures de réseau complémentaires sont ensuite prises pour éliminer les congestions structurelles résiduelles.

5.7.1. Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «On Track 2035»

Avec le réseau technique 2025 pour le scénario «On Track» et les injections et prélèvements régionalisés sur l'ensemble du réseau européen, des analyses des flux de charge sont réalisées sur la base de la simulation du marché pour le scénario «On Track 2035». L'analyse des flux de charge fournit tous les flux de puissance réactive et active pour les niveaux de réseau considérés en Suisse, et permet de déterminer la situation de charge de l'ensemble des moyens de production (lignes et transformateurs) pour l'année 2035.

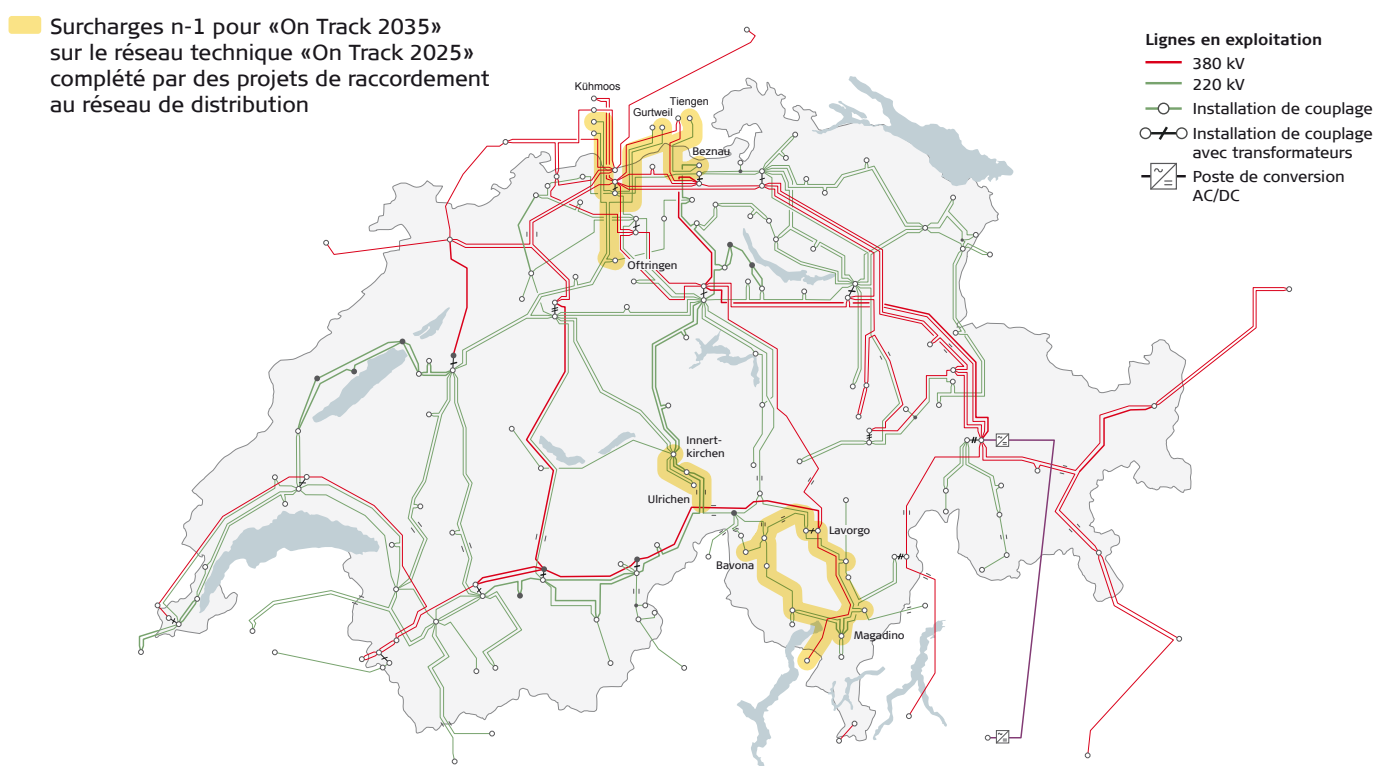


Illustration 5.23: Surcharges n-1 dans le scénario clé «On Track 2035»

Les analyses des flux de charge liés aux mesures de réseau ajoutées au réseau technique 2025 indiquent une charge n-1 similaire, voire partiellement en hausse entre 2025 et 2035. Cela indique que les mesures de réseau 2025 peuvent faire face aux exigences de 2035.

Dans le cadre des flux de charge prévus pour 2035, des charges de réseau supplémentaires surviennent en Suisse du Nord (à la frontière allemande) ainsi qu'en Suisse méridionale, rendant des mesures d'extension du réseau technique «On Track» suivantes nécessaires en 2035:

» **«Kühmoos – Laufembourg»** – cette ligne sert à décharger les lignes transfrontalières de 220 kV passant le Rhin en direction de l'Allemagne, surchargées lors de l'importation en provenance du Nord. La concentration des lignes transfrontalières actuelles de 220 kV dès Laufembourg en une seule ligne de 220 kV permet d'éliminer efficacement ces congestions.

- » **«Leventina+ 14»** – cette ligne sert à l'allègement des lignes de 220 kV de la boucle Maggia de Magadino à Lavorgo, surchargées en cas de production élevée et de volume de transit important vers l'Italie. Une vaste optimisation du tracé permet de tenir compte des paysages touchés par le projet «Leventina+ 14» et des régions protégées liées. Il en ressort de nouveaux démantèlements sur environ 60 km de lignes existantes:
- » Ligne de 220 kV «Peccia – Lavorgo» sur 22 km (soit 80 à 100 pylônes);
 - » Ligne de 220 kV «Robiei – Innertkirchen» sur 11 km (soit 40 à 50 pylônes);
 - » Ligne de 220 kV «Peccia – Handeck» sur 23 km (soit 100 pylônes).

■ Projets d'extension déjà pris en compte dans la planification du réseau 2025

■ Projets d'extension supplémentaires pris en compte en 2035

Réseau technique «On Track 2035»

Projets de réseau nécessaires:

- 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 – Laufenbourg
- ⑫ Leventina+ 14
- ⑬ Method – Mühleberg
- ⑭ Froloo – Flumenthal
- ⑮ Obfelden – Samstagern
- ⑯ Balzers

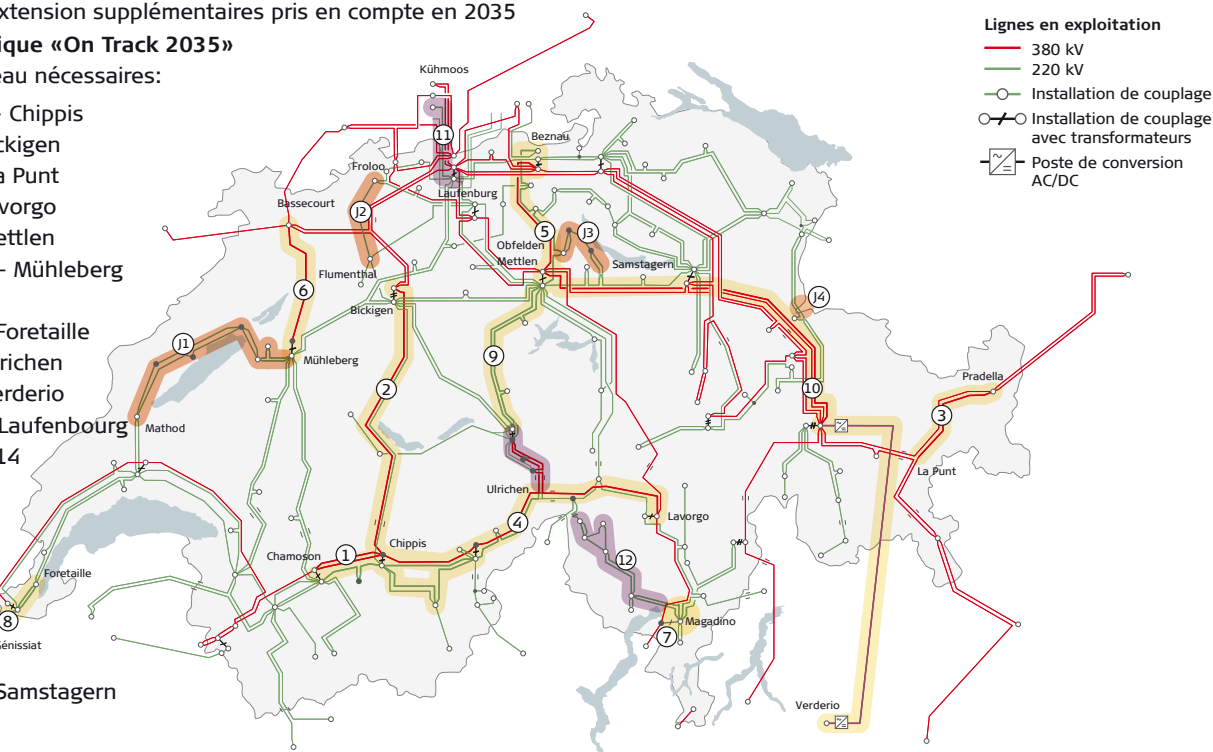


Illustration 5.24: Réseau technique «On Track 2035»

Le réseau technique 2035 est d'abord complété par trois projets de raccordement au réseau de distribution, réalisés par Swissgrid d'ici 2025 sur la base de demandes de raccordement existantes, et formant ainsi une base pour la planification du réseau 2035. Les projets suivants sont décrits plus avant au chapitre 8.2.3:

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

Le réseau technique «On Track 2035» est utilisé pour le calcul de l'utilité des mesures introduites sur le réseau technique 2025, dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice multicritères.

5.7.2. Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour le scénario «Slow Progress 2035»

Le réseau «Slow Progress 2035» a également fait l'objet d'analyses des flux de charge liés aux mesures de réseau ajoutées au réseau technique «Slow Progress 2025». Il en résulte, ici aussi, une charge n-1 similaire, voire légèrement en hausse entre 2025 et 2035.

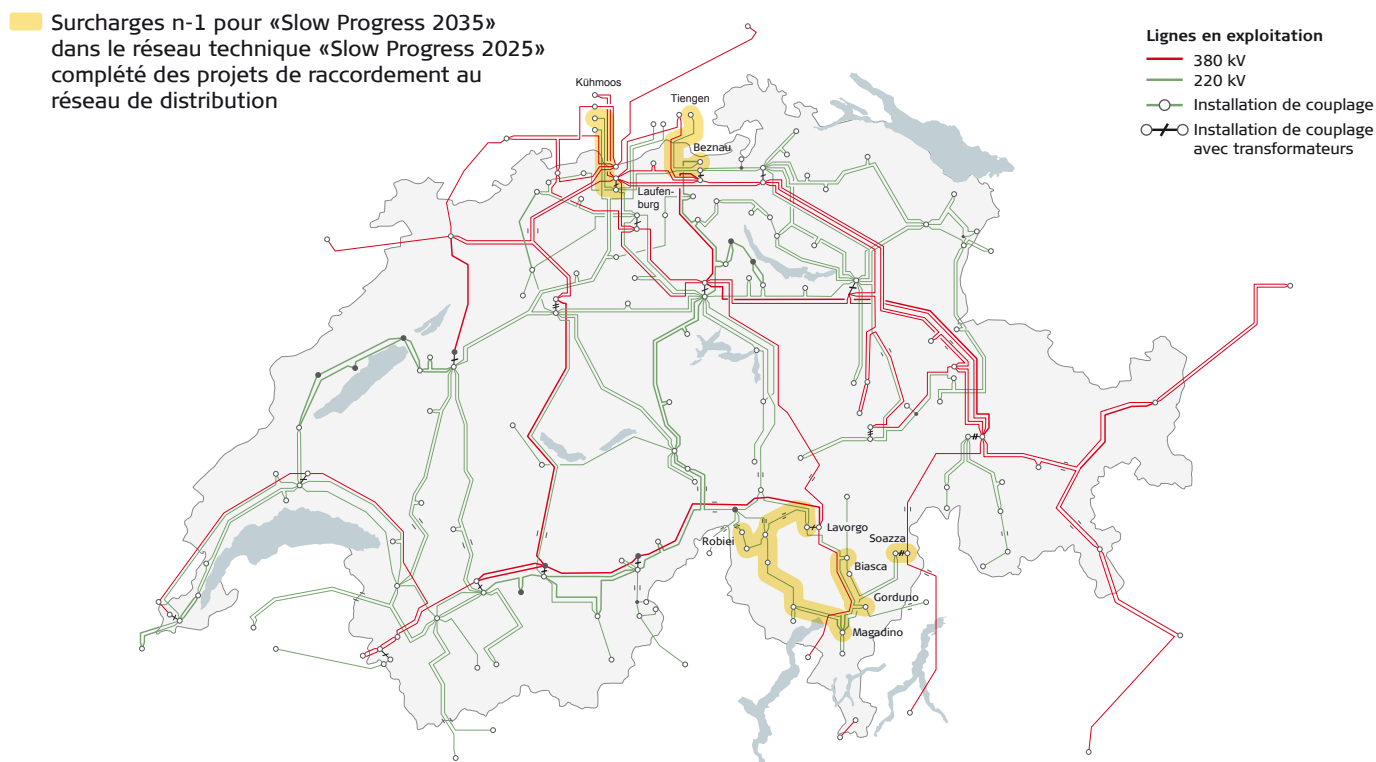


Illustration 5.25: surcharges n-1 dans le scénario clé «Slow Progress 2035»

Dans le cadre des flux de charge prévus pour 2035, des charges de réseau supplémentaires similaires à celles du scénario «On Track» surviennent en Suisse du Nord à la frontière allemande, ainsi qu'en Suisse méridionale. Les résultats obtenus correspondent donc à ceux du réseau technique «On Track 2035».

■ Projets d'extension déjà pris en compte dans la planification du réseau 2025

■ Projets d'extension supplémentaires pris en compte en 2035

Réseau technique «Slow Progress 2035»

Projets réseau nécessaires:

- 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

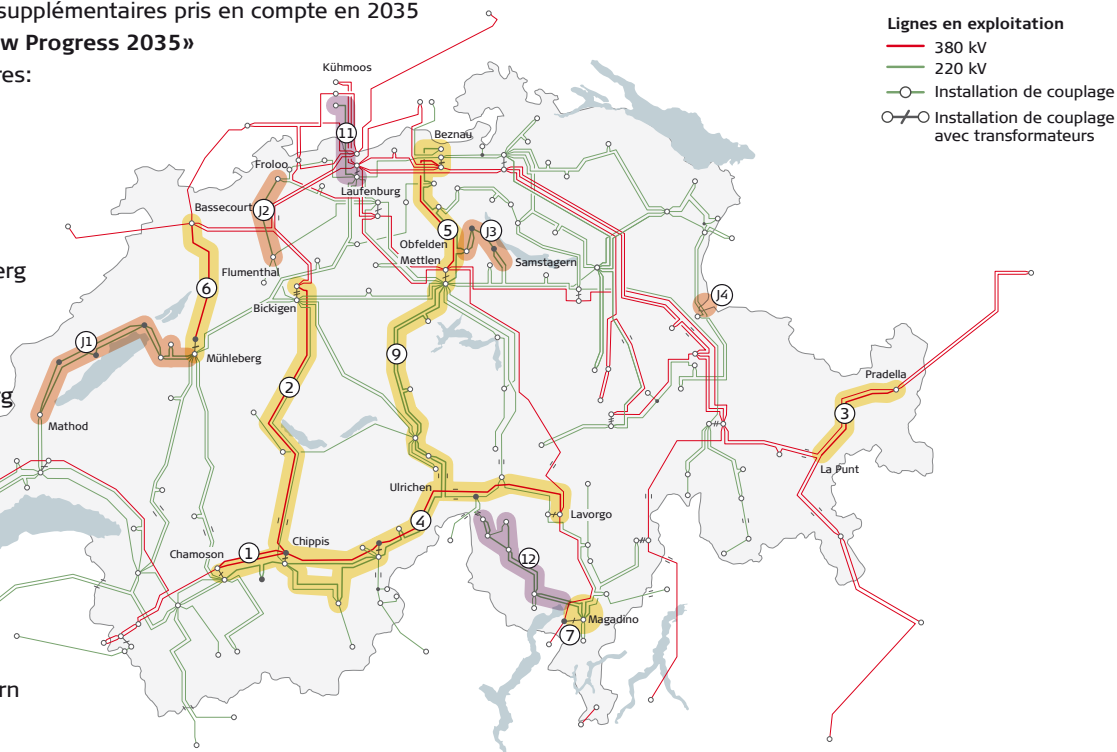


Illustration 5.26: Réseau technique «Slow Progress 2035»

Le réseau technique «Slow Progress 2035» est utilisé pour le calcul de l'utilité des mesures introduites sur le réseau technique 2025 dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice multicritères.

5.7.3. Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour «Stagnancy»

Le scénario «Stagnancy» mise sur une récession en Suisse et en Europe après 2025, dont les incidences sur les extensions techniques nécessaires du réseau 2035 sont présentées ci-dessous. Les analyses des flux de charge correspondantes sont exécutées sur la base du réseau technique «Slow Progress 2025» et des injections et prélèvements régionalisés sur l'ensemble du réseau européen, conformément à la simulation de marché «Stagnancy».

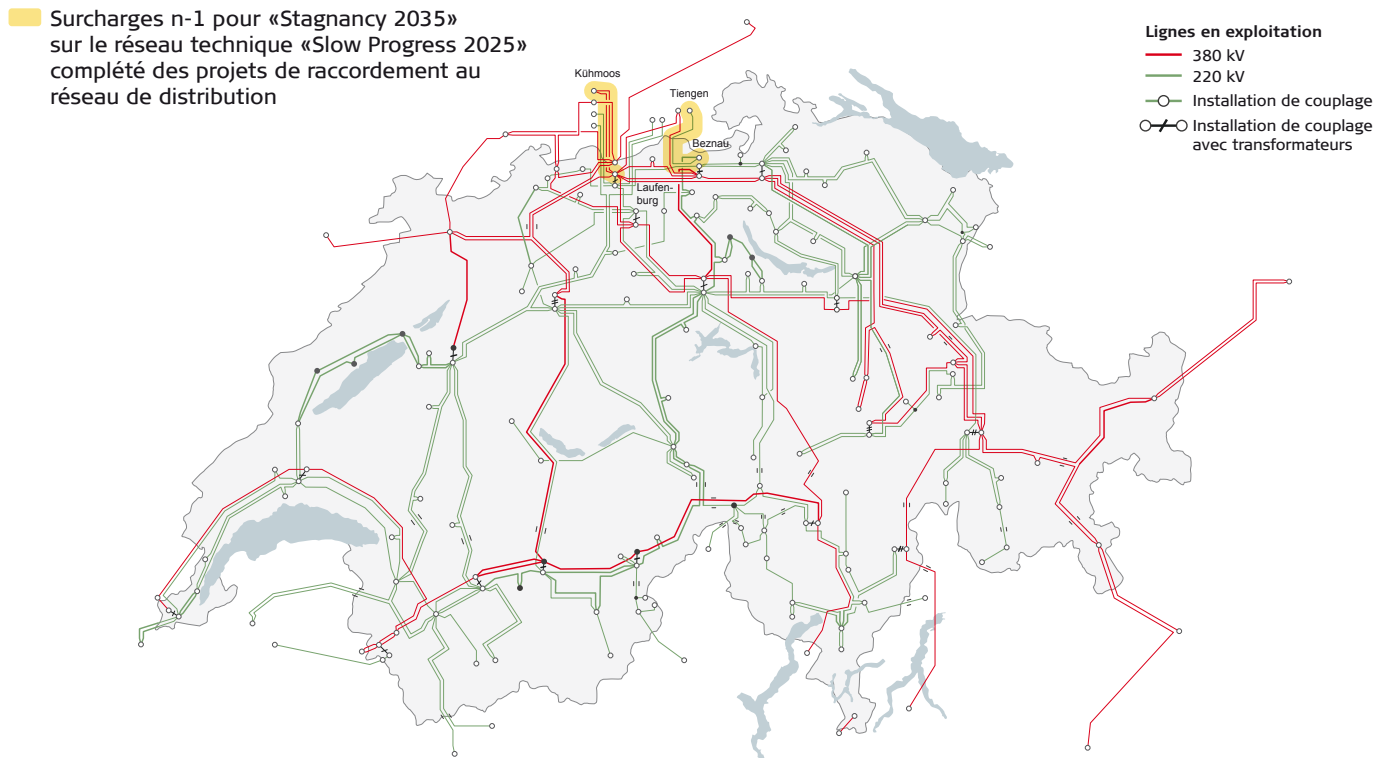


Illustration 5.27: Surcharges n-1 dans le scénario marginal «Stagnancy»

Dans le cadre des flux de charge prévus pour 2035, des charges de réseau supplémentaires surviennent en Suisse du Nord à la frontière allemande. Celles-ci rendent une nouvelle extension nécessaire. Contrairement aux scénarios «On Track» et «Slow Progress 2035», étant donné le volume moins important d'exportation vers l'Italie, aucune surcharge n'est observée en Suisse méridionale. Des mesures de réseau ne sont donc pas nécessaires dans ce cas.

Les extensions du réseau technique «Stagnancy» se composent donc des
 » 9 mesures introduites sur le réseau technique «Slow Progress 2025», ainsi que de la
 » ligne «Kühmoos – Laufenbourg».

La ligne «Leventina+ 14» n'est pas nécessaire.

■ Projets d'extension déjà pris en compte dans la planification du réseau 2025

■ Projets d'extension supplémentaire pris en compte en 2035

Réseau technique «Stagnancy 2035»

Projets réseau nécessaires:

- 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 Frolool – Flumenthal
- ⑬ Obfelden – Samstagern
- ⑭ Balzers

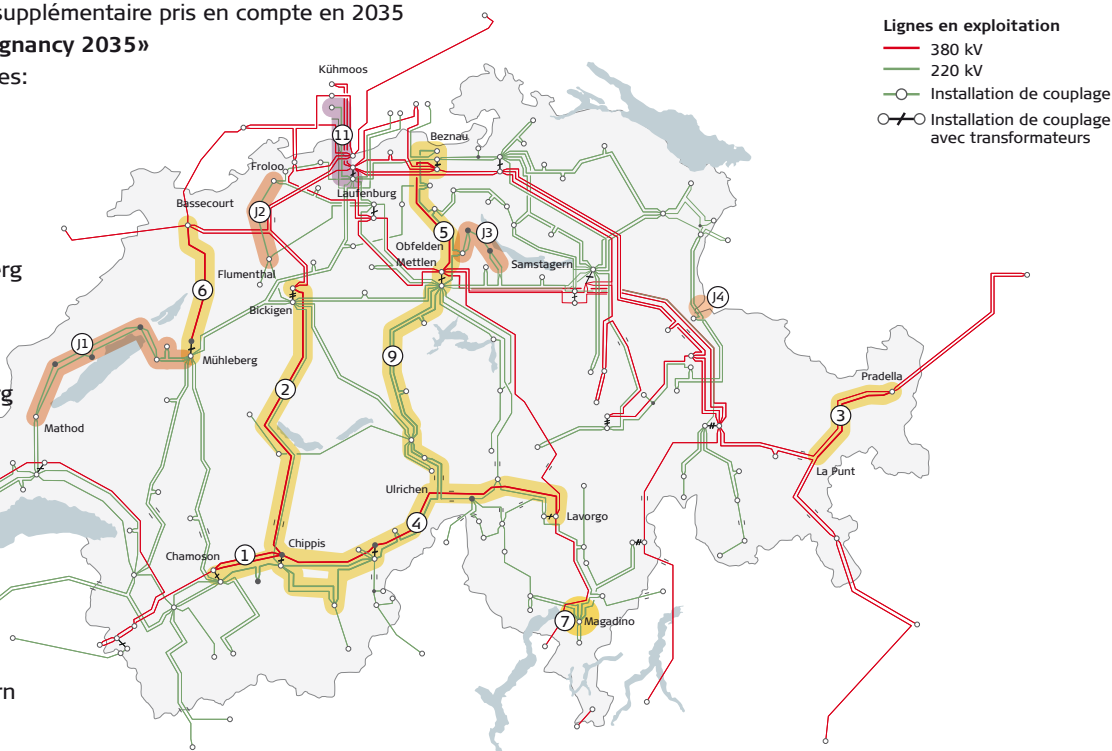


Illustration 5.28: Réseau technique «Stagnancy»

Les incidences du scénario marginal «Stagnancy» sur les 9 mesures introduites sur le réseau technique «Slow Progress 2025» ont ensuite été analysées. La mesure dans laquelle la récession économique présumée dès 2025 dans le scénario «Stagnancy» entraînerait une charge moindre voire, dans un cas extrême, la non-exploitation des 9 mesures de réseau «Slow Progress 2025» a fait l'objet d'un examen particulier. Les résultats confirment que la charge n-1 des lignes dans le scénario «Stagnancy» est similaire aux charges de «Slow Progress» pour 2025 et 2035. Les mesures de réseau 2025 restent donc nécessaires, même dans le cas d'une récession en Suisse.

5.7.4. Extension du réseau nécessaire du point de vue technique pour «Sun»

Le scénario «Sun» mise sur une forte extension des capacités photovoltaïques en Suisse après 2025. Les hypothèses relatives aux capacités photovoltaïques et éoliennes installées respectivement de 15,6 GW et 1,5 GW, ainsi que la répartition régionale des capacités photovoltaïques et éoliennes sur le territoire suisse sont émises par l'Alliance-Environnement. Cette dernière a également indiqué une part de potentiel de transfert de la charge à l'aide de mesures DSM de 9,7% sur toute l'année. Les incidences sur les extensions du réseau 2035 nécessaires du point de vue technique sont présentées ci-dessous.

Les analyses des flux de charge sont exécutées sur la base du réseau technique «Slow Progress 2025» et des injections et prélèvements répartis sur l'ensemble du réseau européen, conformément aux résultats de la simulation de marché «Sun». Les résultats de l'analyse des flux de charge sont présentés à l'illustration 5.29. Les congestions possibles sur le réseau de distribution ne font pas ici l'objet d'une analyse. Au lieu de cela, il est supposé que le réseau de distribution se comporte comme une «plaque de cuivre», pouvant absorber une quantité illimitée d'énergie photovoltaïque. Cette hypothèse devrait encore être contrôlée en détail et confirmée par le réseau de distribution.

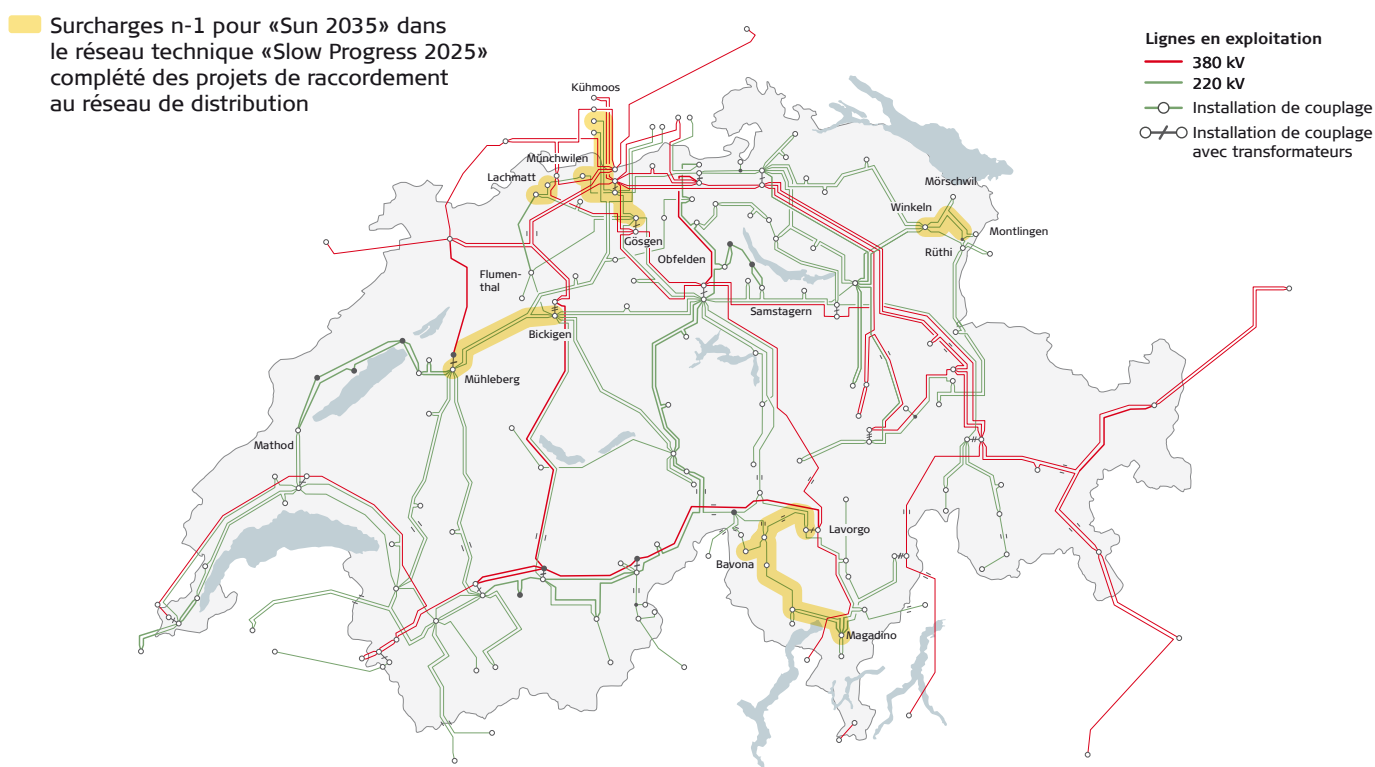


Illustration 5.29: Surcharges n-1 dans le scénario «Sun» sur le réseau «Slow Progress 2025»

La simulation des flux de charge du scénario «Sun» indique que l'injection d'énergie éolienne régionale permet d'éviter des congestions supplémentaires. Les congestions supplémentaires observées proviennent principalement de la quantité accrue d'énergie photovoltaïque injectée, mal répartie sur le territoire suisse. Les puissances installées maximales supposées suivantes sont observées dans les cantons suivants¹⁷:

- » Berne: 13,6%;
- » Zurich: 13,3%;
- » Argovie: 8,7%;
- » Vaud: 7,7%;
- » Saint-Gall: 6,6%;
- » Tessin: 6,2%;
- » Valais: 6,1%.

Les surcharges n-1 surviennent surtout dans l'agglomération de Berne et de Bâle, ainsi qu'à St-Gall et dans le Tessin. Le besoin d'extension supplémentaire sur le réseau technique «Sun» est principalement identifié en Suisse du Nord et dans le Tessin, c'est-à-dire dans les régions où les quantités d'énergie photovoltaïque injectée sont importantes. Par ailleurs, la tenue de la tension ou le bilan de puissance réactive sont nettement plus problématiques en raison de l'injection d'énergie volatile.

L'élimination des congestions requiert des mesures de renforcement des lignes de 220 kV ainsi que des transformateurs de couplage. Étant donné la quantité accrue d'énergie photovoltaïque injectée, les lignes de 220 kV devraient être renforcées sur les tronçons suivants, dans la mesure où aucun accumulateur ni aucune possibilité de diminution de la production photovoltaïque ne sont disponibles dans ces régions:

- » Bickigen – Mühleberg;
- » Laufembourg – Münchwilen – Lachtmatt – Froloo (boucle bâloise); et
- » Winkeln – Rüthi – Montlingen.

Dans le Tessin, la boucle Maggia est surchargée. Il en ressort que, comme dans les scénarios clés 2035, le projet «Leventina+ 14» s'avère nécessaire pour supprimer la congestion sur les lignes 220 kV de la boucle Maggia entre Magadino et Lavorgo dans ce scénario également. Cependant, étant donné que cette option pourrait également faire l'objet d'observations dans d'autres scénarios, cette mesure n'est pas uniquement due à l'injection accrue d'énergie photovoltaïque. Toutefois, en raison de la quantité accrue d'énergie solaire injectée et des effets en cascade prévus dans ce scénario, l'extension de la boucle requiert une nouvelle extension de la ligne parallèle de Biasca – Gorduno. Une des mesures possibles dans ce cas est le renforcement de la ligne 220 kV actuelle.

Déjà observée dans les scénarios clés 2035, la congestion de la ligne Kühmoos – Laufembourg n'est, elle non plus, pas exclusivement due au développement du photovoltaïque. Pour éliminer cette dernière, il est prévu de renforcer et de regrouper les deux lignes 220 kV Kühmoos – Laufembourg.

Outre un besoin d'extension supplémentaire éventuel, les incidences du scénario «Sun» sur les mesures appliquées au réseau technique «Slow Progress 2025» ont également fait

17 (pourcentage par rapport à la capacité photovoltaïque installée dans toute la Suisse de 15 631 MW):

l'objet d'un examen. Ce faisant, la mesure dans laquelle la production accrue d'énergie photovoltaïque entraînerait une charge moindre voire, dans un cas extrême, la non-exploitation des 9 mesures de réseau «Slow Progress 2025» a fait l'objet d'un examen particulier. Il en ressort que la charge n-1 des lignes dans le scénario «Sun» est similaire à la charge de «Slow Progress» pour 2025 et 2035. Étant donné l'exploitation accrue des capacités NTC définies et de la force hydraulique dans le scénario «Sun», les projets du réseau technique «Slow Progress 2025» restent donc nécessaires. Les trois projets de raccordement au réseau de distribution prévus pour 2025 se voient également confirmés par la quantité accrue d'énergie photovoltaïque injectée dans ces régions.

Il s'en suit que les projets réseau ci-dessous seraient nécessaires pour le réseau technique «Sun».

- » 9 mesures de réseau du réseau technique «Slow Progress 2025»;
- » Renforcement de la ligne 220 kV actuelle:
 - » Kühmoos – Laufenburg (projet 10);
 - » Lavorgo – Magadino (projet 11 «Leventina+ 14»);
 - » Biasca – Gorduno (projet 12);
 - » Winkeln – Rüthi – Montlingen (projet 13);
 - » Bickigen – Mühleberg (projet 14);
 - » Boucle bâloise, transformateur de Laufenbourg compris (projet 15);
 - » Transformateur de Mettlen (projet 16).
- » Projets de raccordement au réseau de distribution:
 - » J1: «Method – Mühleberg»;
 - » J2: «Froloo – Flumenthal»;
 - » J3: «Obfelden – Samstagen».

Le réseau technique «Sun 2035» en résultant est présenté à l'illustration 5.30.

■ Projets d'extension déjà pris en compte dans la planification du réseau 2025

■ Projets d'extension supplémentaire pris en compte en 2035

Réseau technique «Sun 2035»

Projets réseau nécessaires:

①-⑨ du réseau technique «Slow Progress 2025»

⑪ Kühmoos – Laufenburg

⑫ Leventina+ 14

⑬ Biasca – Gorduno

⑭ Winkeln – Rüthi – Montlingen

⑮ Bickigen – Mühleberg

⑯ Bâle Campagne/
2x Transformateur
Laufenburg 600 MVA

⑰ Nouveau poste
de couplage
avec trans-
formateur
Mettlen
800 MVA

⑪-⑬ Projets de raccordement
du réseau de distribution

⑭ Balzers

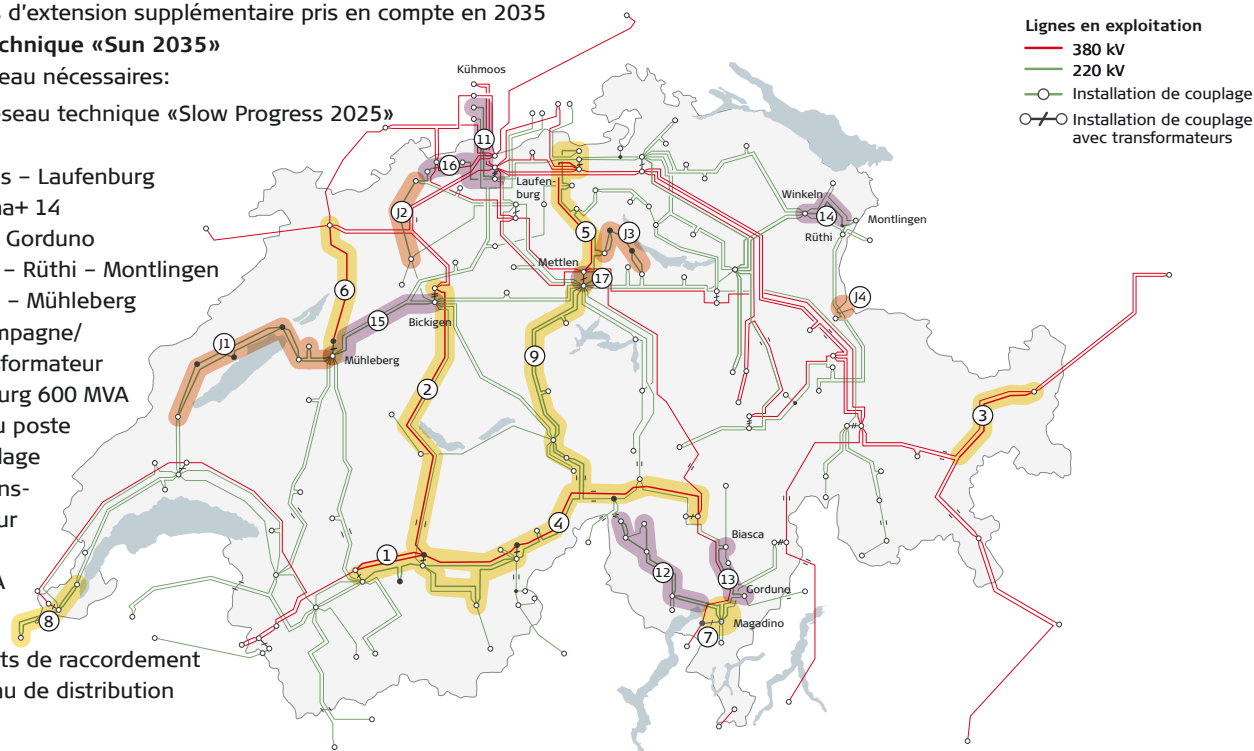


Illustration 5.30: Réseau technique «Sun 2035»

Pour éviter ce renforcement supplémentaire du réseau, d'autres mesures d'allégement du réseau telles que les accumulateurs régionaux ou la diminution de la production d'énergie photovoltaïque (dite «peak shaving») doivent être mises en œuvre, outre le potentiel DSM de près de 10% déjà intégré dans les simulations.

En concertation avec l'Alliance-Environnement, le besoin de stockage sur le réseau de transport a été calculé dans le cadre d'une analyse complémentaire pour le réseau technique «Sun», car cette option pourrait également remplacer une nouvelle extension du réseau dans le scénario «Sun». Pour les accumulateurs considérés ci-dessous, seules des mesures de réduction de la charge du réseau de transport ont été supposées. La puissance d'accumulation correspond à la puissance maximale que l'accumulateur envisagé doit absorber. L'énergie accumulée sur toute l'année est indiquée à titre informatif.

L'analyse se concentrait principalement sur la région d'Argovie / Bâle / Berne et St-Gall. Pour le Tessin, il n'a été procédé à aucune analyse de l'accumulation car, conformément au principe ORARE et aux autres scénarios 2035, il est supposé ici que le projet «Leventina 14+», qui élimine la congestion sur la boucle Maggia, sera réalisé.

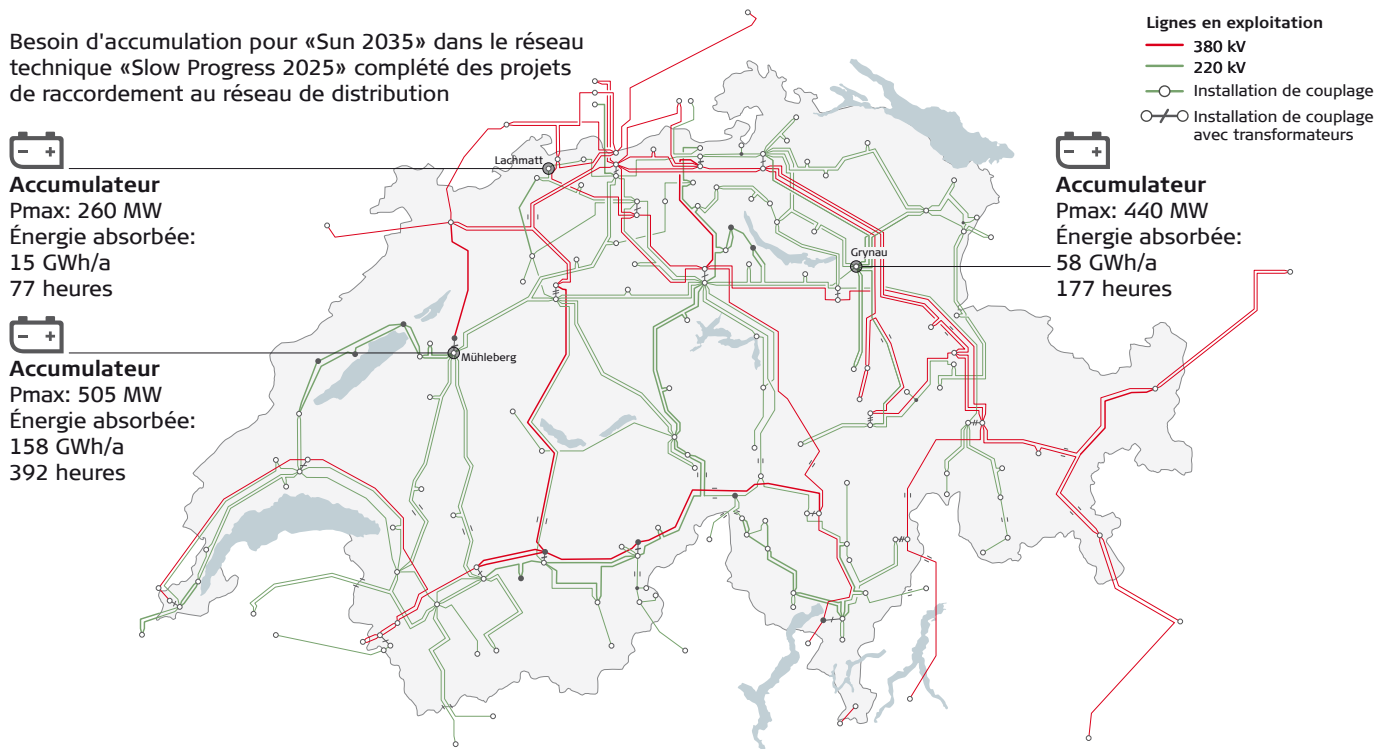


Illustration 5.31: Besoin d'accumulation «Sun» pour diminuer le renforcement du réseau

L'analyse montre que pour intégrer l'énergie photovoltaïque produite dans la région de Bâle et de Berne, ainsi qu'à St-Gall, le besoin d'accumulation nécessaire se monte à 1205 MW. Ce besoin pourrait être satisfait avec les capacités d'accumulation suivantes :

- » Accumulateurs dans la région de Bâle, d'une puissance maximale de 260 MW. Ces accumulateurs sont utilisés pendant 77 heures, avec une énergie absorbée totale de 15 GWh par an, pour éviter les congestions du réseau de transport.
- » Accumulateurs dans la région de Berne, d'une puissance maximale de 505 MW. Ces accumulateurs sont utilisés pendant 392 heures, avec une énergie absorbée totale de 158 GWh par an, pour éviter les congestions du réseau de transport.
- » Accumulateurs à St-Gall, d'une puissance maximale de 440 MW. Ces accumulateurs sont utilisés pendant 177 heures, avec une énergie absorbée totale de 58 GWh par an, pour éviter les congestions du réseau de transport.

En vue de quantifier encore plus précisément les incidences sur le réseau des injections d'énergie photovoltaïque analysées, les optimisations décentralisées de l'accumulation ou le «peak shaving» photovoltaïque doivent être analysés en fonction des réseaux de distribution pertinents. Cela permettrait également de quantifier les difficultés opérationnelles de type tenue de la tension et stabilité du réseau.

5.8. Evaluation critique des résultats des analyses techniques du réseau

5.8.1. Résultats des simulations du réseau 2025 ainsi que des tests de résistance et des sensibilités

Sur la base de l'analyse de la situation du réseau technique actuelle, des situations horaires du réseau de transport suisse ont été analysées pour l'année 2025. Par ailleurs, la stabilité (la «résilience») du réseau face à des situations imprévues a également été contrôlée à l'aide de tests de résistance et d'analyses de la sensibilité. Il en ressort que le réseau technique proposé est suffisant et résilient dans les conditions de scénario correspondantes, voire en cas de charge particulière, sans toutefois être surdimensionné. Dans le cas d'importations critiques du point de vue du système, les réseaux techniques s'avèrent même bien plus résistants aux défaillances n-2 que dans le cas d'exportations non critiques pour l'approvisionnement de la Suisse. Le raccordement de nouvelles centrales électriques entraînerait cependant des congestions locales, rendant de nouvelles mesures nécessaires, même si l'on n'observe pas de dépassements dans les réseaux amont.

La comparaison du réseau technique 2025 du scénario «On Track» à celui du scénario «Slow Progress» indique un chevauchement important des mesures du point de vue technique. Les mesures proposées sont donc généralement résistantes aux variations possibles des hypothèses des scénarios:

- » L'analyse technique particulièrement précise tient compte de toutes les heures de l'année. Pour le réseau sans congestion n-1 représenté ici, seules les quelques heures représentant la situation de charge du réseau la plus importante sont cependant généralement pertinentes. La fréquence ou le moment de l'apparition de cette situation n'est pas pris en compte à cette étape de l'analyse, mais le sera lors de l'évaluation économique qui s'en suit.
- » C'est intentionnellement que l'ENTSO-E a sélectionné les scénarios de prix des combustibles de manière à comprendre un «Fuel Switch» lors du recours aux centrales à gaz et à charbon en Europe. Si, dans le scénario «Slow Progress», les centrales au charbon produisent à meilleur marché que les centrales à gaz, la situation est toute autre dans le scénario «On Track» où le prix du CO₂ est élevé. Il s'en suit une différence importante des flux d'électricité en Europe dans les deux scénarios – les mesures de réseau proposées en Suisse sont nécessaires dans les deux «mondes».
- » Le raccordement international de la Suisse à l'étranger via des lignes de couplage joue également un rôle important pour la situation de charge du réseau de transport suisse. Ce moteur a été pris en compte en faisant varier les NTC entre les scénarios clés.

Par ailleurs, les deux scénarios clés se distinguent nettement au niveau de leurs hypothèses sur l'évolution de la demande en Europe et en Suisse, ainsi qu'au niveau de leurs hypothèses sur le développement des énergies renouvelables. Ici aussi, le réseau proposé du point de vue technique est capable de satisfaire aux exigences de transport posées.

Les analyses livrent ainsi des résultats solides pour les mesures de réseau nécessaires du point de vue technique, et fournissent des résultats similaires, malgré des hypothèses de scénarios parfois très divergentes. Une modification des hypothèses relatives à la construction à court terme de nouvelles grandes centrales entraînerait des résultats

différents. Cette incertitude a été prise en compte dès le début des analyses dans le cadre d'une recherche détaillée et d'une enquête auprès des producteurs suisses. Le prix de l'électricité au niveau européen n'a qu'une influence secondaire sur les analyses techniques, car la mission de transport est généralement influencée par les différences de prix et les différences régionales de coûts de production.

5.8.2. Pertinence des réseaux techniques 2035 pour la planification du réseau 2025

Les réseaux techniques pour 2035 jouent un rôle multiple. D'un côté, ils répondent à la question de l'utilité technique, en 2035, des mesures d'extension identifiées sur les réseaux techniques 2025. De l'autre, un besoin d'extension supplémentaire pour l'année 2035 est calculé de façon à déterminer la valeur monétaire des projets envisagés dans les réseaux techniques 2025 dans le cadre de la méthode TOOT, sur la base d'un réseau techniquement opérationnel. Cela permet de s'assurer que l'utilité des lignes envisagées n'est pas surestimée, puisque l'utilité marginale d'une ligne dans un réseau sous-dimensionné est généralement plus élevée.

Le nombre réduit de nouvelles constructions prévues pour les réseaux techniques 2035 montre que les mesures d'extension du réseau issues du réseau technique 2025 sont très stables au cours du temps, et qu'elles sont généralement suffisantes. Cela s'applique également aux deux scénarios marginaux 2035 qui confirment également les projets d'extension du «réseau stratégique 2025». Seul le scénario «Sun» requerrait d'ici 2035 des extensions du réseau autres que les projets contenus dans les scénarios clés pour 2035: «Kühmoos - Laufenbourg» et «Leventina +14». Et ce au cas où, dans les régions sujettes aux surcharges du réseau dues à la quantité accrue d'énergie renouvelable injectée (notamment d'énergie solaire), les capacités d'accumulation correspondantes n'auraient pas été construites en suffisance.

6. Méthodologie

de l'évaluation multicritères des mesures de réseau

► **En bref:**

Les mesures de réseau identifiées sont soumises à une évaluation multicritères selon une méthodologie reconnue.

Outre les critères quantifiables (tels que l'évaluation monétaire des coûts et le bénéfice économique et énergétique du point de vue de l'économie nationale), il est également tenu compte de critères tout aussi importants, bien que non directement quantifiables, tels que la contribution des mesures à la sécurité et la robustesse du réseau face à l'évolution des conditions-cadres.

Les mesures de réseau identifiées au chapitre 5 sont évaluées dans le cadre d'une analyse coût-bénéfice multicritères. La présente section présente d'abord la méthodologie. Les résultats de cette analyse seront ensuite présentés et discutés au chapitre 7 pour les différentes mesures d'extension du réseau.

6.1. Aperçu

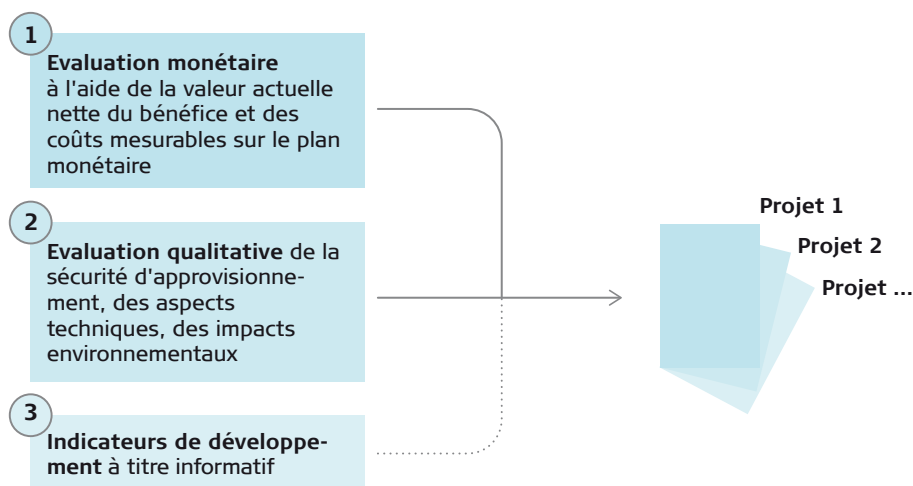


Illustration 6.1: Aperçu de la méthodologie de l'analyse coût-bénéfice multicritères

Comme décrit au chapitre 3.6, l'avantage de l'analyse coût-bénéfice multicritères («cost-benefit-analysis», ou «CBA») tient à l'introduction d'objectifs qualitatifs dans l'évaluation des mesures d'extension du réseau, en plus des valeurs caractéristiques monétaires¹. Elle permet ainsi de tenir compte d'une plage d'avantages élargie lors de l'évaluation, et donc de prendre des décisions différenciées.

Les différents paramètres définis pour la CBA sont détaillés ci-dessous :

- » couverture géographique;
- » cas de comparaison pertinent;
- » évaluation en franc suisse des bénéfices et des coûts;
- » estimation des bénéfices et des coûts ne pouvant être évalués en franc suisse;
- » indicateurs supplémentaires à titre purement informatif.

6.2. Couverture géographique

L'aspect géographique permet une distinction géographique des objectifs. Dans le cadre de sa planification du réseau 2025, Swissgrid se concentre sur la Suisse. Cela signifie que les résultats de l'analyse coût-bénéfice décrivent principalement les incidences d'un projet sur la Suisse. Dans le cadre de la planification européenne du réseau, et notamment des «Projects of Common Interest (PCI)» définis par l'ENTSO-E, la répercussion de projets à l'étranger revêt cependant un intérêt particulier. C'est la raison pour laquelle la CBA indique également le bénéfice économique et énergétique pour l'ENTSO-E (c'est-à-dire sans les coûts correspondants).

¹ L'OFEN prévoit une étude sur la question de la définition et sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement. Les résultats éventuels se répercuteraient sur les planifications pluriannuelles à venir.

6.3. Cas de comparaison

L'analyse coût-bénéfice évalue la répercussion d'un projet à l'aide d'un cas de comparaison (ici: un réseau de comparaison). Le bénéfice correspond au bénéfice supplémentaire issu de l'ajout ou du retrait du projet sur le réseau de comparaison. Un cas de comparaison peut en principe être généré de deux manières différentes. Outre la méthode PINT présentée au chapitre 3.5, la méthode dite TOOT est également utilisée.

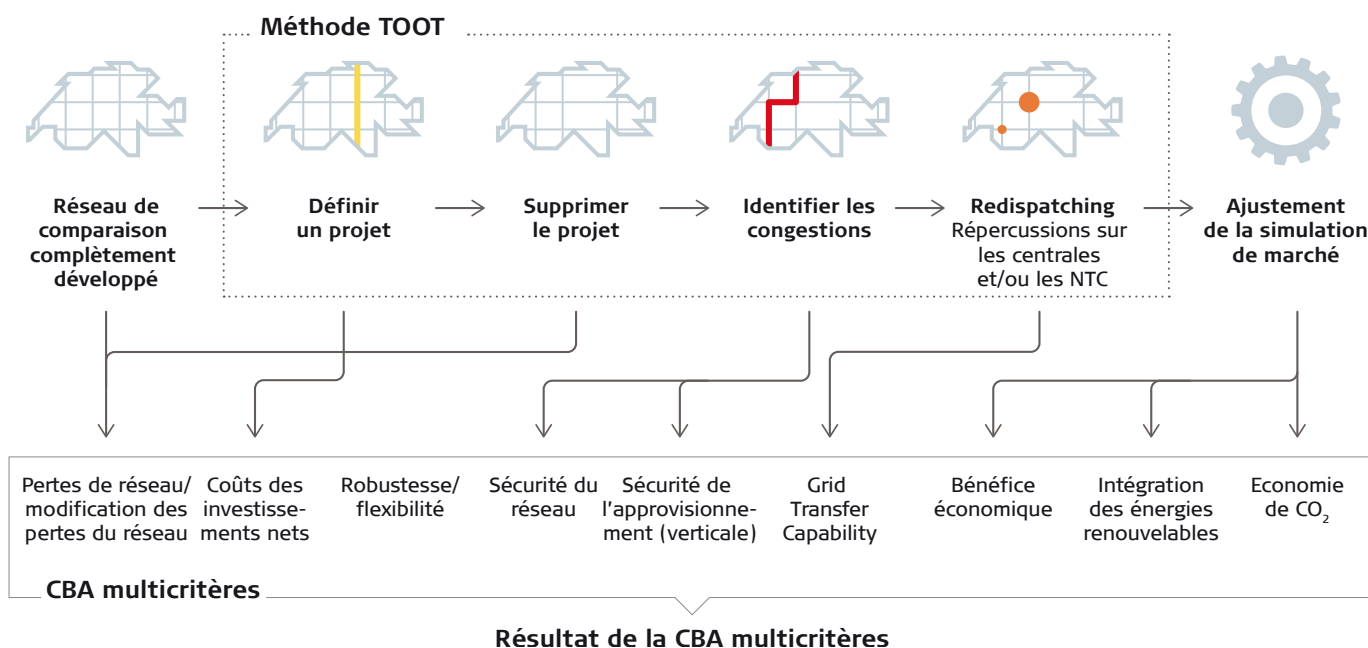


Illustration 6.2: Méthode TOOT dans le cadre de la CBA

TOOT signifie «Take out one at the time» et correspond au retrait d'un projet du réseau de comparaison complètement développé. L'approche TOOT permet de déterminer le bénéfice incrémentiel d'un projet dans un réseau de comparaison développé. Le bénéfice d'un projet calculé selon la méthode TOOT est donc généralement moins important que celui obtenu selon l'approche PINT.

À l'instar de la méthode de l'ENTSO-E, Swissgrid utilise pour évaluer ses projets l'approche TOOT classique, même si celle-ci tend à sous-estimer l'utilité de projets². Il convient d'en tenir compte lors de l'interprétation des résultats de l'analyse coûts-bénéfice et du «Réseau 2025» qui en découle.

Les répercussions de projets d'extension du réseau sont mesurées par modification de la Grid Transfer Capability (GTC). En font partie

- » les répercussions sur les capacités transfrontalières (NTC), et / ou
- » les limitations nécessaires de centrales par la suppression d'une mesure de réseau.

Le retrait d'une ligne peut, par exemple, entraîner une limitation de l'exploitation de la centrale A, et une réduction des exportations suisses vers l'Italie. Ces effets sont évalués

2 L'approche PINT est appliquée lors de la planification du réseau (chapitre 5.2).

lors de la simulation du réseau, avant d'être entrés comme nouvelles conditions-cadres dans la nouvelle simulation du marché. La différence entre les résultats du marché du cas de référence (réseau de comparaison) et ceux du cas TOOT (réseau de comparaison sans la mesure de réseau) représente le bénéfice du projet envisagé selon la méthode d'évaluation TOOT.

6.4. Evaluation monétaire

Lors de l'évaluation monétaire, les bénéfices et les coûts sont comparés les uns aux autres sur toute la période d'observation selon la méthodologie de la valeur actuelle nette, présentée en détail au chapitre 6.4.6. Le calcul de la valeur actuelle nette (VAN) requiert différents paramètres et données d'entrée expliqués ci-après.

6.4.1. Bénéfice monétaire – bénéfice économique et énergétique

La procédure utilisée par Swissgrid correspond à la méthodologie appliquée par l'ENTSO-E dans le cadre du TYNDP pour calculer le bénéfice économique et énergétique. Le bénéfice économique et énergétique est calculé pour les années de référence et correspond à la somme des variations des trois chiffres-clés suivants³:

- » **Surplus du consommateur** – la différence entre ce que le consommateur est prêt à payer pour l'électricité et le prix effectif de l'électricité⁴. On parle d'une hausse (baisse) du surplus du consommateur pour la Suisse lorsque les prix de l'électricité enregistrent un recul (une hausse) en Suisse, suite à une mesure de réseau.
- » **Surplus du producteur** – la différence entre le prix de l'électricité et les coûts de production, multipliée par la quantité produite. On parle d'une hausse (baisse) du surplus du producteur pour la Suisse lorsque les prix de l'électricité ou la quantité produite enregistrent une hausse (un recul) en Suisse, suite à l'introduction d'une mesure. Cela signifie que même si les prix chutent, le surplus du producteur peut augmenter si l'effet de quantité d'une production en hausse dépasse l'effet sur les prix.
- » **Rente de congestion** – la différence de prix entre la Suisse et le pays voisin, multipliée par le flux transfrontalier économique et énergétique. La rente de congestion est répartie à parts égales sur la Suisse et le pays voisin.

6.4.2. Bénéfice monétaire – modification des pertes de réseau

La construction d'une nouvelle ligne s'accompagne d'une modification des flux de charge sur les lignes existantes. Les nouvelles mesures de réseau diminuent généralement les pertes de réseau, et donc les coûts des pertes de réseau transmis aux utilisateurs du réseau dans les tarifs d'utilisation. La réduction des pertes de réseau représente donc un avantage quantifiable et dont il convient de tenir compte dans l'analyse coût-bénéfice⁵. L'avantage issu de la diminution des pertes de réseau correspond à la différence entre les pertes de réseau avec et sans mesures de réseau, multipliées avec les prix horaires de l'électricité⁶, et est calculé pour les deux années de références.

6.4.3. Coûts monétaires – coût des investissements et coûts d'exploitation

Les bénéfices sont comparés aux coûts d'une mesure de réseau. Ceux-ci se composent des coûts des investissements et des coûts d'exploitation. Pour les projets requérant des investissements de remplacement, l'analyse coût-bénéfice se base sur la différence entre les investissements de remplacement normalement dus et les coûts des investissements pour l'ensemble du projet («coûts des investissements incrémentiels»). Les coûts économisés sur les mesures de remplacement évitées sont imputés à la mesure. Par ailleurs,

³ Le principe du consommateur-payeur a été appliqué pour la ventilation des bénéfices d'une mesure, c'est-à-dire que le bénéfice est imputé là où la mesure a le plus d'effet. Cela signifie que, dans le cas d'une congestion due à la production d'une centrale et éliminée par une mesure de réseau, le bénéfice est imputé aux producteurs. En cas de causes multiples d'une congestion, ce bénéfice a été réparti (dans le projet «Magadino», par exemple, où une partie de la mesure de réseau est imputée à la NTC et une autre aux centrales électriques).

⁴ Étant donné que la charge est supposée inélastique, le surplus du consommateur résulte uniquement de l'effet sur les prix.

⁵ L'ENTSO-E prévoit également une monétarisation des pertes de réseau dans le Projet de lignes directrices sur la CBA (novembre 2013)

⁶ Les coûts marginaux horaires issus de la simulation du marché sont utilisés comme prix de l'électricité.

les coûts des mesures compensatoires prévues sur les niveaux de réseau sous-jacents sont déduits, car ceux-ci seraient de toute façon dus dans de nombreux cas, même sans extension, et ne sont donc pas directement imputables à la ligne. Ils sont déterminés dans le cadre de la procédure du plan sectoriel sur instruction de l'OFEN, et financés par Swissgrid dans le cadre de chaque mesure.

Les coûts d'exploitation sont répliqués par un montant forfaitaire fixe pendant toute la période d'observation; ce montant est basé sur des valeurs empiriques de Swissgrid.

6.4.4. Période d'observation

La période d'observation de l'analyse coût-bénéfice se base sur la durée d'exploitation économique de la mesure de réseau, c'est-à-dire sur la période au cours de laquelle un bénéfice monétaire peut être généré. Dans le cadre de la réflexion actuelle sur la définition d'une analyse coût-bénéfice dans le contexte de la création du TYNDP et de la définition des «Projects of Common Interest»⁷, l'ENTSO-E propose de s'orienter sur les périodes d'amortissement réglementaires: en cas d'amortissement d'une ligne sur 50 ans, par exemple, la période d'observation serait implicitement 50 ans.

En revanche, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), recommande dans son expertise sur la méthodologie de l'ENTSO-E de se baser sur une période d'observation de 25 ans. L'ACER justifie cette période uniforme en ce sens qu'elle garantit la comparabilité des projets entre les pays européens. Parallèlement, l'ACER propose cependant une consultation de l'ENTSO-E sur la période d'observation. La période d'observation de 25 ans peut ainsi être considérée comme un seuil inférieur.

Pour déterminer la période d'observation, Swissgrid se base sur la durée d'utilité de l'actif immobilisé⁸. Ces durées sont les suivantes:

- » pour les lignes: durée d'utilité de 50 à 60 ans;
- » pour les sous-stations: durée d'utilité de 30 à 35 ans.

Une durée d'utilité de 50 à 60 ans pour les lignes semble relativement longue au vu de la discussion actuelle au niveau européen. C'est pourquoi une période d'observation pertinente de 40 ans est utilisée dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfice pour les lignes. Celle-ci correspond également au seuil inférieur de la période d'amortissement réglementaire appliquée en Allemagne, par exemple. Pour les sous-stations, une période d'observation de 30 ans est utilisée sur la base de la durée d'utilité minimale de l'immobilisation.

⁷ Conformément à l'article 11 de la Réglementation 347/2013.

⁸ Cette durée d'utilité ne correspond pas à l'utilisation réelle de l'installation, d'environ 80 ans pour les lignes aériennes, et de 40 ans pour les lignes câblées.

6.4.5. Taux d'escompte

Afin pouvoir comparer le bénéfice monétaire et les coûts survenant à différents moments, ceux-ci doivent être escomptés ou passés en acompte. Conformément à la recommandation de l'ENTSO-E et de l'ACER, Swissgrid utilise le taux d'escompte social dans sa planification du réseau⁹.

Le taux d'escompte social pour la Suisse utilisé est celui calculé dans le cadre d'une étude de l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL, 2006) pour l'Office fédéral des routes, dont il ressort un taux d'escompte social pour les analyses coût-bénéfice dans le contexte des transports d'environ 2% (réels)¹⁰. Une actualisation¹¹ des calculs donne un taux d'escompte social de 3% (réels), utilisé par la suite.

6.4.6. Indicateur économique pour le bénéfice monétaire net

Étant donné que les coûts et le bénéfice surviennent à des moments différents, la valeur actuelle nette est utilisée pour agréger les flux de paiements en un indicateur, et pour les adapter au niveau de prix actuel. Le calcul de l'indicateur se base sur paramètres suivants:

- » Période d'observation – calculée en fonction des périodes d'observation pondérées des lignes (40 ans) et des sous-stations (30 ans);
- » Taux d'escompte de 3% (réels).

La valeur actuelle nette est obtenue comme suit:

Valeur actuelle nette = avantage monétaire escompté – coûts monétaires escomptés.

⁹ Ce calcul est conforme aux références suivantes: ENTSO-G (2013b), Cost-Benefit Analysis Methodology – Project Specific CBA Methodology, novembre 2013; European Investment Bank, The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB, mars 2013. L'ACER recommande un taux d'escompte social uniforme de 4% (réels) pour l'analyse coût-bénéfice des projets d'infrastructure d'électricité et de gaz. La Commission européenne (European Commission, Guide to the cost-benefit analysis of investment projects – Structural Funds, Cohesion Fund and Instrument for Pre-Accession, 2008) prévoit ici une valeur de 3,5% (réels) ou de 5% (réels) pour le fonds de cohésion des pays de l'Union européenne.

¹⁰ Cette étude propose une sensibilité de 3% (réels).

¹¹ Ce faisant, la probabilité de survie et le taux de croissance de la consommation en Suisse ont été actualisés sur la base des dernières données disponibles de 2014. La valeur initiale de l'élasticité de l'utilité marginale a été conservée.

6.5. Critères qualitatifs

Si l'évaluation monétaire de certains coûts et bénéfices est impossible, ou du moins difficile, ceux-ci n'en sont pas moins importants pour l'évaluation d'une mesure d'extension du réseau. L'analyse coût-bénéfice multicritères permet de saisir ces coûts ou ces bénéfices selon des critères qualitatifs.

6.5.1. Sécurité du réseau

La sécurité du réseau est établie à l'aide de la tenue de la tension et de la stabilité, ainsi que sur la base des tests de résistance (sécurité du réseau n-1 ou n-2). La sécurité du réseau représente principalement la réserve-tampon du réseau, c'est-à-dire la mesure dans laquelle la charge s'approche de la valeur limite. Cette information n'est pas contenue dans le bénéfice économique et énergétique, car le calcul de la GTC (Grid Transfer Capability) n'utilise que la surcharge dans le cas n-1. Une éventuelle réserve-tampon n'est pas prise en compte dans la charge d'une ligne. Celle-ci est cependant déterminante pour la sécurité du réseau dans les cas extrêmes, tels que n-2 ou n-3, et apporte un avantage supplémentaire que le bénéfice économique et énergétique ne couvre pas. On distingue les niveaux suivants :

- » **Très élevé** : lorsqu'un projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau.
- » **Élevé** : lorsqu'un projet, entre autres avantages, améliore la sécurité du réseau.
- » **Sans incidence** : lorsqu'un projet ne contribue pas à la sécurité du réseau.

6.5.2. Contribution à la sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement correspond à la capacité d'un système énergétique à approvisionner un secteur défini dans des conditions normales. Dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice, la sécurité d'approvisionnement est mesurée en fonction de l'amélioration de la sécurité de raccordement des agglomérations, c'est-à-dire qu'elle se rapporte à la sécurité d'approvisionnement verticale. Dans ce contexte, on utilise les indicateurs suivants :

- » **Très élevé** : lorsqu'un projet contribue de manière substantielle à la sécurité d'approvisionnement verticale.
- » **Élevé** : lorsqu'un projet, entre autres avantages, améliore la sécurité d'approvisionnement verticale.
- » **Sans incidence** : lorsqu'un projet ne contribue pas à la sécurité d'approvisionnement verticale.

6.5.3. Robustesse et flexibilité

La robustesse / la flexibilité indiquent si une mesure de réseau peut être prise indépendamment des scénarios considérés et des autres projets. On distingue les niveaux suivants :

- » **Élevé** : lorsque le projet apporte un avantage pertinent dans tous les scénarios, c'est-à-dire qu'il est intégré au réseau technique dans le cadre de la méthode PINT.
- » **Moyen** : lorsque le projet apporte un avantage pertinent dans les scénarios clés uniquement.
- » **Faible** : lorsque le projet apporte un avantage pertinent dans un seul scénario clé.

6.5.4. Impacts environnementaux

L'ENTSO-E¹² intègre également à son analyse coût-bénéfice multicritères les incidences sociales et environnementales (appelées «Social and Environmental Impact») d'une mesure de réseau. L'effet est mesuré en fonction de la longueur de la ligne qui traverse des secteurs sensibles du point de vue social ou environnemental. La définition de l'ENTSO-E pose problème dans le cadre de la planification du réseau actuelle, car le tracé de certains projets n'a pas encore été planifié concrètement, laissant une multitude de possibilités d'adaptation ouverte pour la réalisation des projets.

Une approche alternative, qui différencie les kilomètres de ligne selon le principe ORARE, est donc utilisée pour l'évaluation de l'impact environnemental. Une mesure est évaluée comme suit en fonction de cette définition:

- » **Positive:** Des impacts environnementaux positifs sont attendus, tels que l'éloignement d'une localité lors d'un déplacement du tracé, par exemple. Des mesures compensatoires complètes peuvent également être prévues en vue de soulager la population et l'environnement.
- » **Neutre:** Le projet se compose soit principalement d'optimisations du réseau n'entraînant pas de modification visible des pylônes, ou encore les tronçons à incidence positive et négative s'équilibrent à l'aide des mesures compensatoires correspondantes.
- » **Relativement négative:** Le projet se compose de renforcements du réseau sur un tracé existant qui entraînent des modifications visibles du plan des pylônes. Aucune ou peu de mesures compensatoires complètes sont prévues en vue de soulager la population et l'environnement.
- » **Négative:** Le projet se compose principalement d'un renforcement du réseau. Aucune mesure compensatoire complète n'est prévue en vue de soulager la population et l'environnement.

6.6. Indicateurs de développement durable

Les mesures d'extension du réseau reprennent également à titre informatif des indicateurs de développement durable pour 2025 et 2035. Ces indicateurs ne sont pas intégrés de manière explicite dans l'évaluation, car ils sont déjà compris dans d'autres critères

- » **Modification des pertes de réseau** – celles-ci sont également représentées dans des unités physiques (GWh). Les pertes de réseau sont prises en compte dans les calculs monétaires (comme expliqués ci-dessus).
- » **Intégration des énergies renouvelables** – les énergies renouvelables bénéficient d'une priorité d'injection par rapport à d'autres centrales dans la simulation du marché. Cela signifie qu'en cas d'excédent d'électricité, il n'est donc pas recouru aux autres centrales. La «quantité non injectée» correspond à la quantité d'énergie renouvelable qui ne pourrait pas être injectée en l'absence de cette priorité. Si la quantité d'énergie injectée augmente avec la mesure, l'indicateur est positif, si elle diminue, il est négatif. L'effet monétaire est pris en compte dans le calcul du bénéfice économie et énergétique, puisque l'injection d'énergies renouvelables influence les coûts de production;
- » **Réduction des émissions de CO₂ (en tonnes)** – une mesure d'extension du réseau peut avoir une incidence sur les émissions de CO₂ si des centrales fortement génératrices de CO₂ peuvent être remplacées par des centrales moins génératrices de CO₂ ou neutres pour l'environnement. L'effet monétaire de la réduction des émissions de CO₂ est pris en compte dans le bénéfice économique et énergétique, puisqu'il se reflète dans les coûts de production¹³.

¹³ Le système européen d'échange de quotas d'émission de CO₂ définit précisément la quantité de quotas et rend impossible la modification de la quantité réelle d'émission.

7. Résultats

de l'analyse coût-bénéfice multicritères

► **En bref:**

L'évaluation des 10 mesures de réseau identifiées dans les réseaux techniques «On Track» et «Slow Progress 2025» met en balance leurs aspects techniques, sociaux, environnementaux et économiques. Les critères de l'évaluation coût-bénéfice multicritères forment une base de décision essentielle pour l'évaluation globale d'une mesure de réseau.

Si l'analyse et la comparaison des deux scénarios montrent des résultats généralement solides, certains projets n'apparaissent pas comme positifs pour l'économie nationale du point de vue monétaire. Il convient cependant de tenir compte du fait que les effets positifs sur la sécurité d'approvisionnement et la sécurité du réseau ne sont pas pris en compte dans le calcul monétaire, en raison du manque de possibilité de quantification monétaire convaincante.

Les résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères pour les mesures identifiées au chapitre 5 sont présentés ci-après. Le chapitre 8 présente la définition finale des priorités et l'évaluation finale des projets du «Réseau stratégique 2025». Les capacités transfrontalières supplémentaires disponibles présentées correspondent au résultat de la simulation et non à l'augmentation définitive attendue des NTC.

Outre l'avantage pour l'économie suisse, correspondant, comme décrit au chapitre 6.4.1, au bénéfice technique, financier et environnemental, le bénéfice économique et énergétique pour l'Europe est également présenté. Celui-ci indique la contribution de Swissgrid, en tant qu'acteur du système énergétique européen, à l'avenir énergétique européen. Le bénéfice économique et énergétique est présenté par la modification des coûts de production totaux pour la région de l'ENTSO-E. Le bénéfice net (tenant compte des coûts des investissements et des coûts d'exploitation) n'est pas calculé, car les informations relatives aux coûts des investissements éventuellement nécessaires hors de la Suisse ne sont pas disponibles.

Concernant la sécurité du réseau, la charge des lignes est représentée graphiquement avec et sans le projet, en plus des explications données dans le corps du texte. Le bâton de gauche (R) indique ce que serait la charge n-1 sur le réseau de référence envisagé. Le bâton de droite (T), vert ou rouge, montre la charge n-1 en cas de retrait ultérieur du réseau de référence de l'élément de réseau critique du projet selon la méthodologie TOOT¹.

7.1. Interprétation des résultats

Avant de présenter les résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères, il convient de souligner ici certains points importants pour comprendre et interpréter les résultats.

7.1.1. Les résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères comme élément de l'analyse globale

L'évaluation de projets se base sur le mandat légal de Swissgrid, qui exige des gestionnaires de réseau qu'ils garantissent un réseau sûr, puissant et efficace. Étant donné que ces critères ne sont pas autrement spécifiés dans le texte de loi, et conformément à la pratique habituelle nationale et internationale des exploitants de réseaux, Swissgrid utilise le critère de la sécurité n-1 comme objectif dans sa planification. Par ailleurs, Swissgrid est tenue de fournir des prestations efficaces pour le bien de l'économie suisse, ce qui interdit un réseau «trop important». Il convient de mettre en balance leurs aspects techniques, sociaux, environnementaux et économiques. Les critères de l'évaluation coût-bénéfice multicritères forment une base de décision essentielle pour l'évaluation globale. En font partie pour le «réseau stratégique 2025»:

- » les enseignements de l'analyse de la situation de charge du réseau actuelle (chapitre 2);
- » les enseignements de la simulation du réseau technique et des tests de résistance (chapitre 5);
- » l'évolution à long terme des exigences du réseau sur la base des scénarios pour 2035 (chapitre 6);
- » les enseignements de l'évaluation coût-bénéfice pour les scénarios clés (chapitre 7); et
- » une évaluation de la gestion de la part de la Direction et du Conseil d'administration de Swissgrid.

7.1.2. Résultats de l'évaluation monétaire pour 2025 et 2035

L'évaluation monétaire indique uniquement le bénéfice supplémentaire incrémentiel apporté par la transformation de la ligne, ou par le renforcement de la ligne. Il s'agit donc du bénéfice supplémentaire et non de la valeur globale de la ligne. Dans l'ensemble, l'analyse et la comparaison des deux scénarios montrent des résultats solides. En réalité, les projets peuvent facilement passer de «légèrement positifs» à «légèrement négatifs» en cas de variation des hypothèses émises dans l'évaluation purement monétaire. compte tenu notamment du fait que les effets positifs sur la sécurité d'approvisionnement et la sécurité du réseau ne sont pas pris en compte du calcul de la valeur actuelle nette, en raison de l'absence de possibilité de quantification adéquate.

1 TOOT est l'abréviation de «Take-One-Out-at-the-Time». Cette méthodologie est décrite en détail au chapitre 6.1.2.

Afin de permettre une meilleure interprétation des résultats, les éléments essentiels des hypothèses pouvant entraîner des fluctuations de l'évaluation monétaire sont présentés ci-dessous:

- » **Taux de frais** – l'estimation des coûts comporte certaines incertitudes pour les projets de constructions nouvelles. Pour les projets déjà concrets, en phase de mise en œuvre, cette incertitude est nettement moins importante que pour les projets à long terme, pour lesquels des variations de coûts de 20%, voire plus, peuvent survenir en cas de modification de la planification détaillée.
- » **Bénéfice** – les avantages du projet calculé à l'aide du modèle de marché dépendent des hypothèses émises:
- » **Variation régionale des prix des combustibles** – la valeur des capacités transfrontalières de transport de l'électricité dépend notamment des coûts de production de l'électricité dans les pays interconnectés. Les différences de coûts peuvent par exemple être dues à des différences au niveau du prix des combustibles: Des différences importantes dans le prix du gaz, dues aux prix du transport du gaz ou à la limitation du transport du gaz, peuvent par exemple entraîner une hausse des prix du transport de l'électricité entre ces régions². Dans ses analyses, Swissgrid a émis des hypothèses conservatrices, supposant la poursuite de l'harmonisation des prix du gaz jusqu'en 2025.
- » **Coûts de production variables à partir du gaz naturel / de la houille** – les hypothèses sur les prix des combustibles ou du CO₂ supposant une harmonisation des coûts de production variables des centrales au gaz et au charbon diminuent généralement la valeur des projets, puisque la valeur du transit nord-sud diminue également. Dans le scénario «On Track», les coûts de production variables à partir du gaz / du charbon sont généralement plus proches que dans le scénario «Slow Progress» – ici aussi, l'évaluation des lignes est plutôt conservatrice.
- » **Parc de centrales en Suisse et à l'étranger** – basés sur les hypothèses de l'ENTSO-E, les scénarios misent sur un bilan des capacités relativement confortable en Europe, c'est-à-dire que suffisamment de centrales sont disponibles dans les différentes régions pour assurer la mission d'approvisionnement. Étant donné les difficultés actuelles rencontrées par les états de l'Union européenne pour respecter le calendrier des projets planifiés, les hypothèses émises sont donc relativement conservatrices.
- » **Différences dans le cadre réglementaire** – les analyses passent sous silence les éventuelles différences de prix issues des différences réglementaires régionales. L'introduction unilatérale de marchés intégrés des capacités pourrait par exemple entraîner des différences de prix supplémentaires ou diminuer ces dernières. Il convient ici de classer les hypothèses émises comme neutres.
- » **Prise en compte de situations extrêmes** – dans ses analyses de marché, Swissgrid suppose des situations typiques, c'est-à-dire sans production annuelle moyenne extrême d'énergie éolienne ou hydraulique, et sans situations de choc sur une grande partie du parc de centrales (en cas de vague de chaleur, par exemple). Dans ce type de situations, la valeur des lignes enregistre généralement une hausse, c'est-à-dire qu'ici aussi, les estimations peuvent être qualifiées de conservatrices.

² Une taxation différente des combustibles est négligeable, car les taxes sur l'énergie sont généralement payées par le client final et n'ont pas d'incidences sur la répartition des centrales.

7.2. Projet 1 «Chamoson – Chippis»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – tous les facteurs du projet sont positifs pour la Suisse.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau est «très élevée».
- » **Point de vue économique** – le projet présente une utilité nette positive pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population, sous divers aspects.

Le programme «Chamoson – Chippis» comprend la construction d'un nouveau tracé de 35 km (380 kV) et le démantèlement de l'infrastructure existante. La mise en service est prévue pour 2018. Le tableau suivant présente un aperçu des résultats de l'évaluation multicritères du projet «Chamoson – Chippis», suivi d'une explication détaillée des différentes évaluations pour chaque critère³.

Tableau 7.1: Aperçu des résultats CBA du projet «Chamoson – Chippis»

1. Chamoson – Chippis		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		86
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		44
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		42
Mise en service	Année		2018
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	1 435 Valais	1 210 Valais
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	1 524 Valais	1 205 Valais
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T11})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		20
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		6
Coûts (a)	Mio. de CHF		26
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	-7	-14
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	38	29
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	13	10
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	44	25
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	13	6
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	32	5
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E *	Mio. de CHF	62	20

³ La même logique est appliquée à tous les projets envisagés.

T11 Les coûts des investissements se composent des valeurs actuelles nettes des coûts des investissements totaux dont sont déduites l'économie sur le remplacement et la valeur comptable résiduelle après 20 ans.

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	très élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	sans incidence
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	positif

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	14,84/2,14	5,9/3,14
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0,02/0,01	0,01/0,01

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.2.1. Bénéfice économique et énergétique

Les coûts des investissements du projet se chiffrent à environ 86 millions de francs, dont 79 millions pour les lignes et 7 millions pour les sous-stations, contre environ 42 millions de francs d'économies réalisées sur les coûts d'entretien. Le bénéfice économique et énergétique quantifiable est principalement dû à la meilleure intégration des centrales hydroélectriques dans le Valais (1,2 à 1,4 GW) et à une diminution des pertes dues au transport. Il apparaît que les résultats des scénarios «On Track» et «Slow Progress» ont tendance à converger.

Pour l'économie nationale, ce projet est déjà judicieux du point de vue strictement monétaire, puisqu'il présente une utilité nette positive dans les deux scénarios.

7.2.2. Perspective européenne

Un bénéfice économique et énergétique européen de 62 millions de francs résulte du scénario «On Track» en raison de la capacité de raccordement de centrales supplémentaire disponible dans le Valais; ce bénéfice est supérieur au bénéfice économique et énergétique de la Suisse. Dans le scénario «Slow Progress», le bénéfice économique et énergétique européen (20 millions de francs) est inférieur à celui de la Suisse.

7.2.3. Contribution à la sécurité du réseau

La contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau est classée «très élevée».

L'optimisation du réseau par la modification de la tension permet d'atteindre une puissance transitée plus importante dans le Valais. Une liaison continue à 380 kV entre Bickigen (BE) et Chamoson (VS) est donc nécessaire au transport de la production hydroélectrique du Valais, conformément aux critères n-1 en vigueur de l'ENTSO-E.

Le projet permet par ailleurs d'éliminer les congestions structurelles au niveau du transformateur de Chamoson. L'illustration 7.1 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec la mesure (TOOT), ou sans la mesure (référence):

R = référence T = TOOT projet 1

Transformateur de Chamoson 380/220 kV

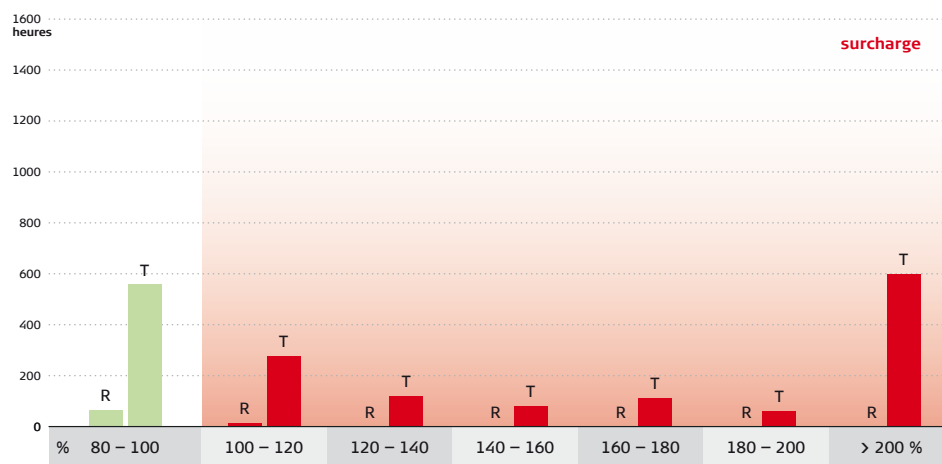


Illustration 7.1: Congestions n-1 sur le transformateur de Chamoson

Les résultats du test de résistance confirment, eux aussi, l'importance du projet. L'analyse des défaillances n-2 montre que dès la mise hors service planifiée (transformateur ou ligne), la sécurité n-1 ne sera plus assurée. Sans le projet «Chamoson – Chippis», le Valais subirait donc d'importantes restrictions de transport.

7.2.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

La contribution du projet à la sécurité d'approvisionnement verticale est assez faible, car le projet intègre surtout les centrales du Valais au réseau.

7.2.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Tant l'évaluation monétaire que les analyses techniques montrent que la ligne est nécessaire dans tous les scénarios envisagés. Le projet est donc «résistant» aux incertitudes relatives à l'évolution à venir du système d'électricité.

7.2.6. Contribution à la protection de l'environnement

Le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population, sous divers aspects

- » **Protection accrue contre les immissions** – la mesure permet de regrouper des lignes, ce qui diminue le rayonnement non ionisant et l'émission sonore. Il en ressort un impact positif sur la protection contre les immissions.
- » **Démantèlement de lignes existantes** – le regroupement prévu d'une ligne de 220 kV déjà disponible, de deux lignes de 132 kV disponibles et d'une ligne 65 kV sur la même tringlerie, réduit à un minimum l'occupation de surface nécessaire pour les infrastructures électriques. Il en résulte pour le projet observé un démantèlement total de plus de 300 pylônes, ce qui représente un allègement significatif pour la région en termes de qualité de vie, de zone de villégiature proche et de protection du site. Sont touchées par le démantèlement:
 - » Ligne de 65 kV «Riddes – Vétroz» sur 11 km, avec 61 pylônes.
 - » Ligne de 125 kV «Les Agettes – Chandoline» sur 1,5 km, soit 6 pylônes;
 - » Ligne de 125/132 kV «Chandoline – Vernayaz – Evionnaz» sur 36,4 km, soit 122 pylônes.

- » Ligne de 125 kV «Chamoson – Chandoline» sur 11,5 km, soit 41 pylônes;
- » Ligne de 132 kV «Chandoline – Grand Champ Sec» sur 2,2 km, soit 13 pylônes;
- » Ligne de 220 kV «Chamoson – Chippis» sur 27 km, soit 79 pylônes.

Le démantèlement de plus de 87 km de ligne est compensé par la construction d'un nouveau tracé de 380 kV sur 35 km. Étant donné que le nouveau tracé a été déplacé vers le Sud et vers une altitude plus haute par rapport au tracé actuel, de nouvelles opportunités de développement s'ouvrent à plusieurs communes, puisque la démolition des lignes actuelles libère des zones à bâtir.

7.3. Projet 2 «Chippis – Bickigen»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – l'importance primordiale du projet pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse surcompense son évaluation économique neutre à légèrement négative.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau est «très élevée».
- » **Point de vue économique** – le projet s'avère généralement neutre, voire légèrement négatif pour l'économie suisse: malgré une faible utilité nette positive dans le scénario «On Track», il s'avère légèrement négatif dans le scénario «Slow Progress».
- » **Point de vue environnemental** – le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population, sous divers aspects.

Le programme «Chippis – Bickigen» comprend l'optimisation des tracés disponibles sur une longueur de 106 km (ainsi que d'une sous-station). La mise en service du projet est prévue pour 2021.

Tableau 7.2: Aperçu des résultats CBA du projet «Chippis – Bickigen»

2. Chippis – Bickigen		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		27
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		0
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		27
Mise en service	Année		2021
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	425 Valais	660 Valais
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	440 Valais	540 Valais
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T12})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		16
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		2
Coûts (a)	Mio. de CHF		18
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	0	3
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	14	-4
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	-1	5
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	12	5
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	8	4
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	2	-9
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	14	7

T12 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes des coûts des investissements totaux dont sont déduites l'économie sur le remplacement et la valeur comptable résiduelle après 20 ans.

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	très élevé
Sécurité d'approvisionnement verticale	sans incidence
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	positif

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	5,36/7,06	4,18/3,44
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0	0,03/0,01
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0,03/0,01	0/-0,03

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.3.1. Bénéfice économique et énergétique

Les coûts des investissements du projet se chiffrent à environ 27 millions de francs (lignes et sous-stations). Le bénéfice économique et énergétique quantifiable est principalement dû à la meilleure intégration des centrales hydroélectriques dans le Valais (0,4 à 0,5 GW) et à une diminution des pertes dues au transport.

Selon le scénario, la ligne est déjà positive pour la Suisse du point de vue monétaire («On Track») ou cause une perte nette de près de 9 millions de francs (scénario «Slow Progress» avec un escompte de 3% p.a.). Les divergences de résultats entre «On Track» et «Slow Progress» s'expliquent notamment par la différence de répercussion sur les raccordements de centrales dans ces deux scénarios.

7.3.2. Perspective européenne

Un bénéfice économique et énergétique européen de 14 millions de francs résulte du scénario «On Track» en raison de la capacité de raccordement de centrales supplémentaire disponible dans le Valais; ce bénéfice est supérieur au bénéfice économique et énergétique correspondant de la Suisse. Le bénéfice reste tout de même de 7 millions de francs dans le scénario «Slow Progress».

7.3.3. Contribution à la sécurité du réseau

La contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau est classée «très élevée». L'optimisation du réseau par la modification de la tension permet d'atteindre une puissance transitée plus importante dans le Valais. par ailleurs, une liaison continue à 380 kV entre Bickigen (BE) et Chamoson (VS) permet de transporter la production hydroélectrique prévue du Valais. Le projet permet par ailleurs d'éliminer les congestions structurelles au niveau du transformateur de Bickigen. L'illustration 7.2 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec (TOOT) ou sans la mesure (référence):

R = référence T = TOOT projet 2

Transformateur Bickigen 380/220 kV

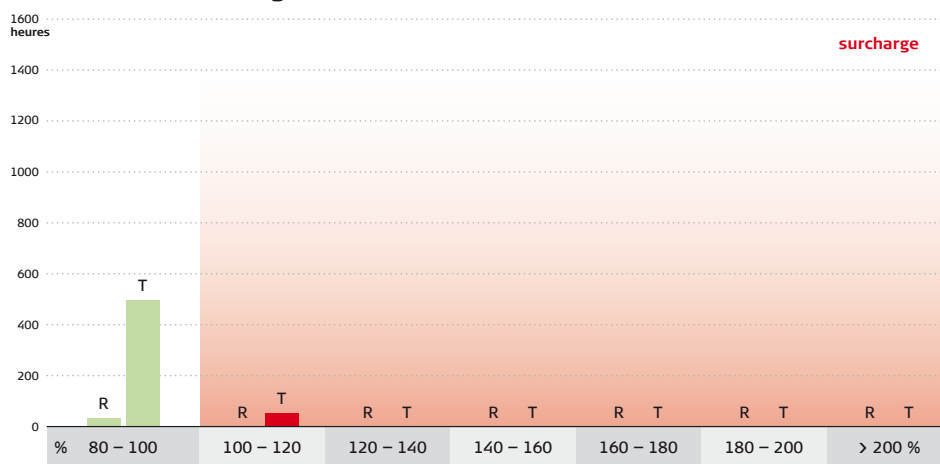


Illustration 7.2: Congestions n-1 sur le transformateur de Bickigen

Les résultats du test de résistance confirment, eux aussi, l'importance du projet. L'analyse des défaillances n-2 montre que dès la mise hors service planifiée (transformateur ou ligne), la sécurité n-1 ne sera plus assurée. Sans le projet «Chippis – Bickigen», le Valais subirait donc d'importantes restrictions de transport.

7.3.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

Dans le cadre du projet, le raccordement redondant de la sous-station 220 kV disponible de Wimmis au réseau Swissgrid fait l'objet d'une évaluation. À l'heure actuelle, la redondance est assurée ici par le réseau de distribution de BKW (transformation 220/132 kV à Wattenwil). La mise en boucle de la sous-station de Wimmis permettrait également d'optimiser à moyen terme le transport de la KWO. Le projet n'aurait probablement pas d'incidence sur les coûts, étant donné qu'il permettrait d'abandonner la ligne existante de 220 kV entre Wattenwil et Wimmis et l'installation de couplage de 220 kV de Wattenwil.

7.3.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Tant l'évaluation monétaire que les analyses techniques montrent que la ligne est nécessaire dans tous les scénarios envisagés. Elle s'avère donc «résistante» aux incertitudes relatives à l'évolution à venir du système d'électricité, puisque le besoin de transport est lié aux centrales existantes et planifiées.

7.3.6. Contribution à la protection de l'environnement

Le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population, sous divers aspects. La mesure permet une diminution du rayonnement non ionisant et de l'émission sonore sur certains tronçons (incidence positive sur la protection contre les immissions). Par ailleurs, elle est mise en œuvre de manière « minimalement invasive», puisqu'elle recourt au tracé existant. Une modification des pylônes actuels n'est donc pas nécessaire.

7.4. Projet 3 «Pradella – La Punt»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – l'importance primordiale du projet pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse surcompense son évaluation économique neutre.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau est «très élevée».
- » **Point de vue économique** – au total, le bénéfice net pour l'économie suisse doit être considéré comme neutre, puisque le bénéfice net positif du scénario «On Track» est contrebalancé par un bénéfice net négatif très similaire dans le scénario «Slow Progress».
- » **Point de vue environnemental** – le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population, sous divers aspects.

Le programme «Pradella – La Punt» comprend le renforcement des tracés disponibles sur une longueur de 49 km, ainsi que des travaux sur les sous-stations. La ligne actuellement disponible est équipée d'un terne de 380 kV sur tout le tracé, ainsi que d'un terne de 220 kV entre Ova Spin et Pradella, ce qui permet d'utiliser l'emplacement libéré par la tringlerie pour le renforcement du réseau. La mise en service du projet est prévue pour 2020.

Tableau 7.3: Aperçu des résultats CBA du projet «Pradella – La Punt»

3. Pradella – La Punt		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		81
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		20
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		61
Mise en service	Année		2020
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	240 CH-DE	80 CH-DE
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	400 CH-DE	350 CH-IT
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	0	0
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T13})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		34
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		5
Coûts (a)	Mio. de CHF		39
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	176	30
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	-121	-8
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	31	1
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	85	22
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	12	6
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	58	-11
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	197	27

T13 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes des coûts des investissements totaux dont sont déduites l'économie sur le remplacement et la valeur comptable résiduelle après 20 ans.

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	très élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	sans incidence
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	positif

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	9,83/11,58	5/6,74
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	1 359/0	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	-0,02/0,21	-0,04/-0,01

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.4.1. Bénéfice économique et énergétique

Les coûts des investissements du projet se chiffrent à environ 81 millions de francs, dont 44 millions pour les lignes et 37 millions pour les sous-stations, contre environ 20 millions de francs d'économies réalisées sur les coûts d'entretien. Le bénéfice économique et énergétique quantifiable est principalement dû à la meilleure capacité de transmission vers l'Allemagne et l'Italie (selon la situation de flux de charge, entre 80 MW et 400 MW) et à une réduction des pertes dues au transport. Pour l'économie suisse, le projet est positif du point de vue monétaire dans le scénario «On Track», alors qu'il présente un bénéfice net négatif pour la Suisse dans le scénario «Slow Progress».

Le bénéfice net négatif du scénario «Slow Progress» est dû aux NTC supplémentaires disponibles en 2035. Il y a donc adaptation au niveau de prix plus élevé de l'Italie, ce qui a une incidence négative correspondante sur le surplus du consommateur. Cet effet ne survient pas dans le scénario «On Track» car les NTC disponibles vont toujours vers l'Allemagne, entraînant un effet modérateur sur les prix, et donc un effet positif sur le surplus du consommateur.

7.4.2. Perspective européenne

Les capacités de transmission accrues vers l'Allemagne et l'Italie (selon la situation de flux de charge, entre 80 et 400 MW) ont une incidence considérable sur le bénéfice économique et énergétique dans la région de l'ENTSO-E. «Pradella – La Punt» fournit un bénéfice européen de 202 millions de francs dans le scénario «On Track» et de 101 millions de francs dans «Slow Progress».

7.4.3. Contribution à la sécurité du réseau

La contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau est classée «très élevée».

La ligne haute tension existante entre Pradella et La Punt présente une congestion structurelle dont l'effet se répercute sur la sécurité du réseau helvétique et européen. Ce projet permet l'élimination de la congestion et l'augmentation de la capacité d'importation en provenance du Nord, ainsi que la mise en réseau avec le réseau de transport international (Autriche, Italie). Par ailleurs, la mesure permet de déconnecter le raccordement actuel en T de La Punt, ce qui améliore la fiabilité du point de vue opérationnel.

L'illustration 7.3 présente un exemple de surcharge (rouge) de l'infrastructure actuelle avec la mesure (TOOT), et sans la mesure: Les surcharges ne surviennent que quelques heures par an et ne sont donc pas identifiables dans l'illustration.

Cependant, le projet diminue significativement les congestions dans la région.

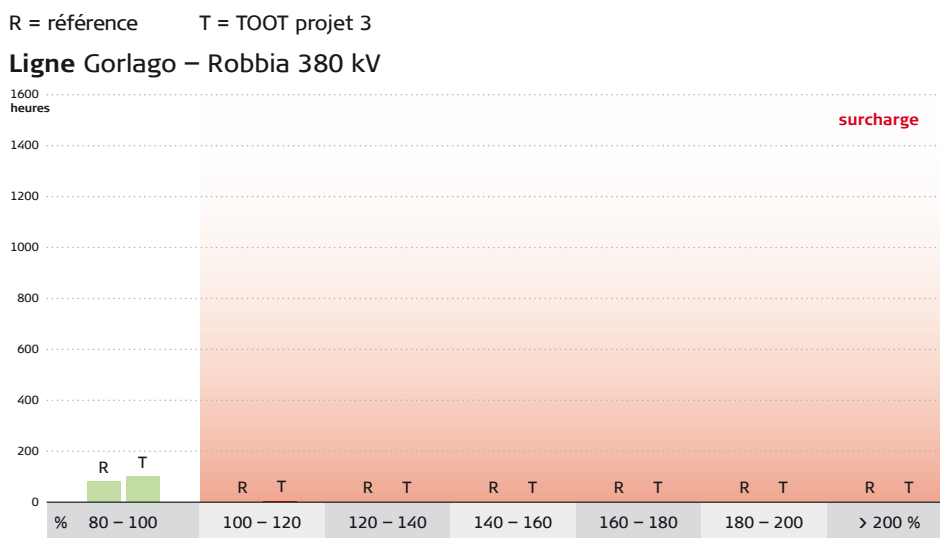


Illustration 7.3: Congestions n-1 sur la ligne Gorlago – Robbia

Digression: Cadre d'interprétation pour les graphiques TOOT, sur la base des dynamiques dans le réseau maillé

L'exemple «Pradella – La Punt» montre que la simple observation n-1 selon la méthodologie conservatrice PINT ne justifie pas, à elle seule, un investissement dans les réseaux. D'autres aspects, tels que l'abandon de configurations topologiques critiques du réseau (raccordement en T, coupures fréquentes du réseau, par exemple), l'apparition de restrictions de centrales, des conventions d'entreprise internationales sur le calcul de la défaillance n-2 (défaillance de lignes à deux circuits, par exemple) ou une flexibilité adéquate en fonction des besoins à venir en termes de réseau de transport (centrales supplémentaires prévues, par exemple) doivent être pris en compte, au même titre que les résultats PINT utilisés en amont pour l'élaboration du réseau.

Les résultats du test de résistance confirment l'importance du projet. Une congestion survient notamment en cas de perturbations du réseau entre la Slovénie et l'Italie, menant directement une charge supplémentaire élevée vers l'Italie, en transitant par la Suisse.

7.4.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

Les mesures compensatoires liées à l'extension de cette ligne sur les niveaux de réseau sous-jacents augmentent la sécurité d'approvisionnement locale au niveau de réseau 3.

7.4.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Étant donné que la ligne présente aujourd'hui déjà une congestion structurelle du réseau, qui ne fera que s'accroître avec les projets de centrales électriques prévus, la mesure est nécessaire du point de vue technique dans tous les scénarios, indépendamment des conditions-cadres.

7.4.6. Contribution à la protection de l'environnement

Le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population:

- » **Protection contre les immissions** – la mesure permet de réduire le rayonnement non ionisant et de diminuer les émissions sonores, ce qui entraîne un effet positif au niveau de la protection contre les immissions.
- » **Démantèlement de lignes existantes** – le projet prévoit d'abord le démantèlement de la ligne 60 kV existante d'approvisionnement de la vallée sur une longueur de 50 km. Cette ligne sera remplacée par une ligne 110 kV (probablement sous la forme d'un câble enterré⁴). Diminuant les influences extérieures, telles que les orages, de la neige ou de la glace sur une ligne aérienne du réseau de distribution, ce câblage et l'augmentation de la tension à 110 kV permettront d'améliorer significativement la performance et la sécurité de l'approvisionnement des localités des vallées.

Le démantèlement touche notamment plus de 200 pylônes dont le tracé passe partiellement à proximité de zones habitées et dans des zones protégées. Ce démantèlement permet notamment de libérer 1 km du parc national suisse (objet IFP n° 1915), environ 10 km de réserves naturelles régionales et environ 7 km de réserves naturelles locales.

⁴ Dans un premier temps, seuls les coûts d'une ligne aérienne de 110 kV ont été pris en compte lors de l'évaluation économique et énergétique de la connexion. Il convient d'en tenir compte lors de la mise en balance de la «diminution de l'influence environnementale» avec le bénéfice monétaire, de façon à éviter toute distorsion de l'évaluation globale.

7.5. Projet 4 «Chippis – Lavorgo»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – l'importance capitale du projet pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse et les aspects écologiques positifs surcompensent l'évaluation économique négative.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'amélioration de la sécurité du réseau est classée «très élevé».
- » **Point de vue économique** – dans les deux scénarios, le projet dégage un bénéfice net négatif pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population, sous divers aspects.

Le projet «Chippis – Lavorgo» prévoit essentiellement de reconstruire un tracé à courant alternatif de bout en bout pour deux ternes de 380 kV sur une longueur totale de 124 km, dont un terne devra être exploité provisoirement à 220 kV. Une boucle électrique pour les CFF et une ligne du réseau de distribution seront également posées. Un nouveau transformateur est par ailleurs mis en œuvre à Chippis.

Les différents tronçons de ce programme sont les suivants:

- » «Chippis – Mörel» (construction d'une nouvelle ligne 380 kV de 44 km);
- » «Mörel – Ulrichen» (construction d'une nouvelle ligne de 380 kV sur 30 km et démantèlement des lignes actuelles de 220 kV);
- » «Airolo – Lavorgo» (construction d'une nouvelle ligne de 380 kV sur 22 km et démantèlement des lignes actuelles de 220 kV); et
- » «Chippis – Stalden» (renforcement de la ligne sur 28 km par un conducteur supplémentaire de 220 kV).

Le projet «Chippis – Lavorgo» est en phase de conception et le tronçon «Lavorgo – Airolo» a notamment déjà été coordonné et harmonisé avec les gestionnaires de réseau de distribution, les CFF, les autorités et les cantons. Il s'aligne sur et est compatible avec l'aménagement à long terme du réseau et du territoire dans le canton du Tessin. Sa mise en service est prévue pour 2024.

Tableau 7.4: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Chippis – Lavorgo»

4. Chippis – Lavorgo		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		384
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		102
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		282
Mise en service	Année		2024

Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	853 Valais	362 Valais
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	607 Valais	336 Valais

Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T14})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF	165	
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF	22	
Coûts (a)	Mio. de CHF	187	
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	11	-55
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	1	52
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	3	15
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	14	12
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	19	16
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	-153	-159
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	17	8

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	très élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	élevée
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	positif

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	28,53/13,52	17,99/12,61
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/45	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0,01/0	0/0

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.5.1. Bénéfice économique et énergétique

Le coût des investissements du projet se monte à environ 385 millions de francs (pour les lignes et les sous-stations), contre environ 100 millions de francs de dépenses d'entretien économisées. L'hypothèse des dépenses d'entretien économisées est une hypothèse très conservatrice⁵. Le bénéfice économique et énergétique monétaire est lié à une amélioration de l'injection pour les centrales du Valais (selon la situation de flux de charge, environ 300 à 850 MW), à la capacité de transmission accrue vers l'Italie (selon la situation de flux de charge, entre 80 MW et 200 MW), ainsi qu'à une réduction des pertes de réseau.

D'un point de vue purement monétaire, cette ligne n'apparaît comme positive dans aucun des deux scénarios. Un escompte supposé du projet de 3% / an entraînerait un bénéfice net négatif de 153 millions de francs dans le scénario «On Track» et de 159 millions de francs dans le scénario «Slow Progress». Cependant, une non-réalisation de ce projet entraînerait également des surcharges du réseau, voire des situations critiques du réseau pendant environ trois mois par an – et donc une hausse du risque d'interruption du réseau au niveau régional, voire national.

⁵ Le cadre du calcul des coûts de maintenance se base ici sur l'âge et non sur l'état des installations, en situation standard et non en terrain de montagne difficile.

^{T14} Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes respectives des éléments constitutifs du coût total des investissements, dont on déduit le remplacement économisé et la valeur nette comptable après 20 ans.

Le point de vue purement monétaire est donc contrebalancé par la valeur très élevée de la ligne pour la sécurité du réseau de la Suisse et de la région. C'est pourquoi Swissgrid a décidé d'intégrer ce projet au «Réseau stratégique 2025», malgré son bénéfice net négatif. Les avantages environnementaux, détaillés au chapitre 6.5, tels que le démantèlement de lignes, ont également un effet positif.

7.5.2. Perspective européenne

Le projet «Chippis – Lavorgo» améliore la capacité de transmission vers l'Italie (environ 80 à 180 MW) et renforce ainsi le rôle de la Suisse en sa qualité de plaque tournante des échanges électriques dans le système énergétique européen. Il contribue ainsi à l'objectif européen de renforcement des capacités transfrontalières. Il est en outre indispensable à l'évolution à long terme des systèmes au niveau helvétique et européen, à l'exemple du projet PCI «San Giacomo».

7.5.3. Contribution de la ligne actuelle et à venir à la sécurité du réseau

Comme le montrent les indicateurs suivants, la ligne actuelle de 220 kV représente déjà un élément majeur du réseau de transport suisse:

- » 28 producteurs (soit environ 1 GW) et 7 sous-stations (220 kV) sont raccordés sur la «ligne très haute tension dans la Vallée de Conches» actuellement exploitée.
- » Grâce à la ligne, environ 3 TWh de plus pourraient être produits chaque année dans la région et intégrés au réseau de transport, soit 5% de la production suisse⁶.

Sans mesures topologiques ni mesures d'exploitation, non dépourvues de danger malgré l'expérience des opérateurs Swissgrid, les cantons du Valais et du Tessin souffriraient d'ores et déjà de congestion du réseau. Le projet «Chippis – Lavorgo» élimine ces impasses et augmente la robustesse de l'ensemble de l'infrastructure de réseaux, déjà arrivée à la limite de ses capacités:

- » À l'heure actuelle, Swissgrid coupe totalement le réseau de transport dans la direction est-ouest pendant 15 semaines par an lorsque la production d'énergie hydro-électrique est élevée. Cela diminue la tolérance aux défaillances sur le NR 1, puisque les mailles du réseau sont affaiblies par la coupure. Par ailleurs, des flux de transit peuvent survenir sur le réseau de distribution sous-jacent.
- » Au cours des dernières années, des solutions transitoires pour le réseau ont permis de traiter les situations de réseau critiques dans le Valais, le Tessin et l'Oberland bernois:
 - » Pour pouvoir transporter la production du Valais aussi loin que possible, un double raccordement en T a été construit dans la région de Viège. Cela peut entraîner une diminution de la disponibilité des lignes, puisque, en cas de défaillance, plusieurs circuits seraient touchés.
 - » Pour désamorcer les congestions du réseau, une solution provisoire a été mise sur pied entre les cantons de Berne (Handeck), du Tessin (Robiei) et du Valais (Mörel) sur le réseau 220 kV.
- » Le projet «Chippis – Lavorgo» est indispensable à l'exploitation du potentiel de transport dans le Valais et le Tessin des constructions réseau déjà réalisées dans la région (telles que la ligne à deux circuits de 380 kV «Airolo – Ulrichen»).

⁶ Ce courant doit être produit par d'autres centrales électriques en Suisse ou remplacé par des importations.

Les analyses des flux de charge pour 2025 indiquent dans l'état de l'extension actuel une nette surcharge de l'ensemble du tronçon situé entre Chippis et Lavorgo en cas de charge n-1. Une évaluation n-1 de l'ensemble des lignes situées entre Chippis et Lavorgo sans le projet 4 «Chippis – Lavorgo» (c'est-à-dire Chippis – Lavorgo à l'état de l'extension actuel) a été réalisée pour 2025 dans les deux scénarios «On Track» et «Slow Progress». L'illustration 7.4 montre un exemple de surcharge en résultant (bâtons rouges) sur les trois tronçons les plus exploités pour «Slow Progress 2025». Il en ressort qu'en cas de charge n-1, la ligne 220 kV Bitsch – Mörel indique une surcharge pendant plus de 1200 heures pendant l'année de référence 2025. Pour les deux autres tronçons de ligne présentés, la valeur obtenue tourne également aux alentours de 1000 heures, voire plus. Le scénario «On Track» présente des résultats similaires.

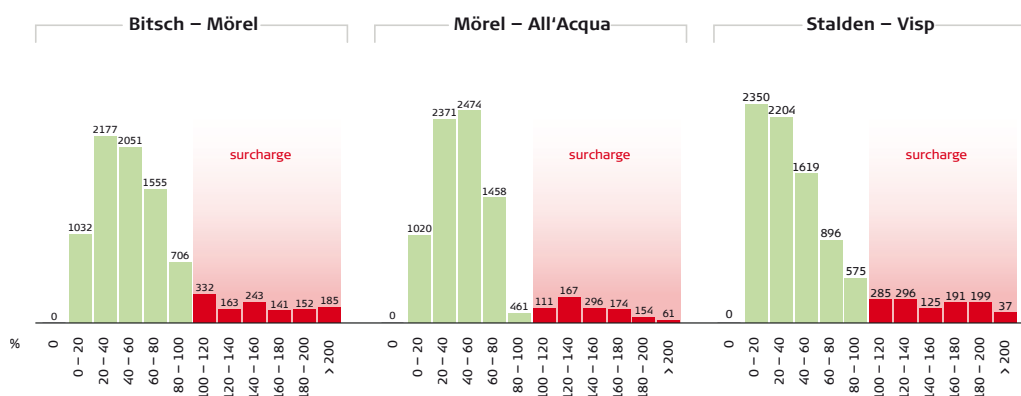


Illustration 7.4: Surcharge des tronçons de ligne sans réalisation du projet pour «Slow Progress 2025»

Swissgrid estime donc indispensable l'extension de la ligne «Chippis – Lavorgo» à moyen terme, malgré son évaluation financière négative, pour garantir la puissance et la fiabilité nécessaires du réseau de transport dans le Valais. Le projet «Chippis – Lavorgo» représente un axe de transport essentiel, reliant de manière stable le Valais au Tessin par un «axe 380 kV», et est indispensable au projet de centrale «Grimsel/KWO+».

7.5.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

Le projet «Chippis – Lavorgo» fait partie du concept global harmonisé avec le canton du Tessin «Leventina+ 14», visant l'amélioration de la situation du réseau sur l'ensemble du canton du Tessin. La boucle électrique pour les CFF garantit la sécurité d'approvisionnement du tunnel de base du Gothard de la NLFA.

7.5.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Du point de vue technique, la mesure planifiée est nécessaire dans tous les scénarios. Elle est donc particulièrement robuste et durable face aux évolutions à venir possibles d'ici 2035.

Le test de résistance n-2 sur les réseaux techniques «On Track» et «Slow Progress 2025» indique que même l'extension du projet «Chippis – Lavorgo» n'assurerait pas totalement la sécurité n-1 en cas de mise hors service planifiée (transformateur ou ligne). Sans cette mesure, des restrictions massives du transport pourraient donc survenir dans le Valais, le Tessin et l'Oberland bernois.

7.5.6. Contribution à la protection de l'environnement

La contribution du projet à la protection de l'environnement doit être considérée comme positive. L'effet favorable sur l'environnement est multiple:

- » **Protection contre les immissions** – la mesure permet de réduire le rayonnement non ionisant et de diminuer les émissions sonores sur certains tronçons (effet positif sur la protection contre les immissions).
- » **Démantèlement de lignes existantes** – le cadre du projet prévoit le démantèlement de nombreuses lignes de 220 kV, dont 38 km dans des zones protégées d'importance nationale, et 29 km dans des zones protégées d'importance régionale. Les tronçons suivants sont touchés:
 - » **Tronçon «Chippis – Mörel»:** ce tronçon a été conçu dans le cadre d'une procédure PSE (plan sectoriel des lignes de transport d'électricité), en tenant compte d'aspects majeurs tels que la protection de l'environnement, le développement du territoire, la rentabilité et les contraintes techniques. Le tracé du corridor prévu se trouvera plus au Sud que la ligne 220 kV actuelle et sera plus éloigné des agglomérations (lotissements), ce qui améliorera considérablement la qualité de vie de la population résidante. Par ailleurs, la ligne dite de Simplon sera également posée sur le tronçon situé entre Termen et Mörel, ce qui résulte en une démolition d'environ 2,8 km de ligne 220 kV existante, soit 8 pylônes.
 - » **Tronçon «Mörel – Ulrichen»:** ce tronçon a été conçu dans le cadre d'une procédure PSE, en tenant compte d'aspects majeurs tels que la protection de l'environnement, le développement du territoire, la rentabilité et les contraintes techniques. Le tracé du corridor prévu se trouvera plus au Sud que la ligne 220 kV actuelle et sera plus éloigné des agglomérations (lotissements), ce qui soulagera considérablement la population résidante et améliorera nettement sa qualité de vie. Le projet envisage le regroupement d'une ligne électrique de 132 kV avec une ligne de 65 kV sur la même structure, ce qui permettrait de réduire au minimum l'occupation des sols par les infrastructures électriques. Il en résulte un démantèlement total de la ligne 65 kV existante sur une longueur d'environ 30 km. Cela signifie que plus de 100 pylônes seront retirés du paysage, notamment à proximité des zones d'habitation. Étant donné que, par rapport au tracé actuel, le nouveau tracé sera plus éloigné des agglomérations, certaines communes voient apparaître de nouvelles possibilités de développement liées à la libération de zones à bâtir, suite à la démolition de pylônes actuels.
 - » **Tronçon «Chippis – Stalden»:** les supports de ligne actuels seront utilisés pour l'ajout d'un conducteur supplémentaire sur la ligne existante, ce qui minimisera la sollicitation des ressources du sol et les atteintes éventuelles au paysage. La pose du second terme permettra d'optimiser le champ électromagnétique, diminuant ainsi la charge globale. Par ailleurs, la ligne du tronçon «Chippis – Agarn» sera couplée à la ligne «Chippis – Mörel».
 - » **Tronçon «Airolo – Lavorgo»:** pour le projet «Airolo – Lavorgo», l'état actuel de planification (Leventina+ 14) prévoit que le tracé de la nouvelle ligne 380 kV (transportant la ligne 132 kV des CFF sur la même structure) s'intègre de manière optimale dans le paysage concerné, et dans les zones protégées correspondantes. Il en ressort de nouveaux démantèlements d'environ 60 km de lignes existantes:
 - » Ligne de 220 kV «Peccia – Lavorgo» sur 22 km (soit 80 à 100 pylônes);
 - » Ligne de 220 kV «Robiei – Innertkirchen» sur 11 km (soit 40 à 50 pylônes);
 - » Ligne de 220 kV «Peccia – Handeck» sur 23 km (soit 100 pylônes);

7.6. Projet 5 «Beznau – Mettlen»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – du point de vue suisse, le projet est généralement positif.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'amélioration de la sécurité du réseau est classée «élevé».
- » **Point de vue économique** – le projet présente une utilité nette positive pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – la contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

Le projet «Beznau – Mettlen» consiste pour l'essentiel à optimiser le réseau, à l'élargir légèrement et à renforcer les lignes existantes entre Beznau et Mettlen au moyen de lignes 2x380 kV de bout à bout. Au total, le projet concerne près de 64 km de ligne, dont 40 km pour les optimisations du réseau et 24 km pour une extension des lignes. L'extension est réalisée par un démantèlement parallèle des lignes existantes sur la même longueur. Après la réalisation, l'exploitation est tout d'abord prévue avec 1x380 kV et 1x220 kV. La mise en service des nouvelles lignes est prévue d'ici 2025.

Tableau 7.5: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Beznau – Mettlen»

5. Beznau – Mettlen		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		113
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		50
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		63
Mise en service	Année		2025
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	1 150 CH-DE	775 CH-DE
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	1 125 CH-DE	790 CH-DE
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	0	0
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T15})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		32
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		6
Coûts (a)	Mio. de CHF		38
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	370	317
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	-66	-152
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	41	-7
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	346	159
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	7	25
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	315	146
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	724	275

T15 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes des coûts des investissements totaux dont sont déduites l'économie sur le remplacement et la valeur comptable résiduelle après 20 ans.

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	élevée
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	neutre

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	14,69/4,29	23,47/27,15
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0/0,63	0,28/-0,29

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.6.1. Bénéfice économique et énergétique

Le coût des investissements du projet se monte à environ 115 millions de francs, dont 80 millions de francs pour les lignes, et 33 millions de francs pour les sous-stations, contre environ 50 millions de francs de dépenses d'entretien économisées. Le bénéfice économique et énergétique monétaire est lié à une amélioration de la capacité de transport vers l'Allemagne (selon la situation de flux de charge, environ 800 à 1150 MW) et une diminution des pertes au transport. Pour l'économie suisse, cette ligne est très positive dans les deux scénarios. Selon le scénario envisagé, un taux d'escompte du projet de 3% par an pourrait générer un bénéfice net positif pour l'économie suisse variant entre 146 et 315 millions de francs.

Le bénéfice net positif est lié aux capacités transfrontalières accrues vers l'Allemagne, promettant un effet modérateur sur les prix en Suisse. Il en ressort un surplus du consommateur très positif, dépassant nettement les effets négatifs sur le surplus du consommateur suisse.

7.6.2. Perspective européenne

La capacité accrue de transmission vers l'Allemagne (entre 775 MW et 1150 MW, selon le scénario) a un effet considérable sur le bénéfice économique et énergétique dans les régions de l'ENTSO-E. «Beznau – Mettlen» entraîne une augmentation du bénéfice européen de 724 millions de francs dans le scénario «On Track» et de 275 millions de francs dans le scénario «Slow Progress».

7.6.3. Contribution à la sécurité du réseau

Cette mesure vise à augmenter la capacité de transport de la frontière allemande vers le Mittelland. Par ailleurs, un axe 380 kV redondant à l'axe actuel doit être élaboré à partir de Laufenbourg en direction de Mettlen, visant à accroître la sécurité du réseau, et à garantir l'exécution des travaux d'entretien sans grandes interventions. L'illustration 7.5 présente un exemple d'allègement de la charge sur l'infrastructure actuelle avec la mesure (TOOT), et sans la mesure (référence):

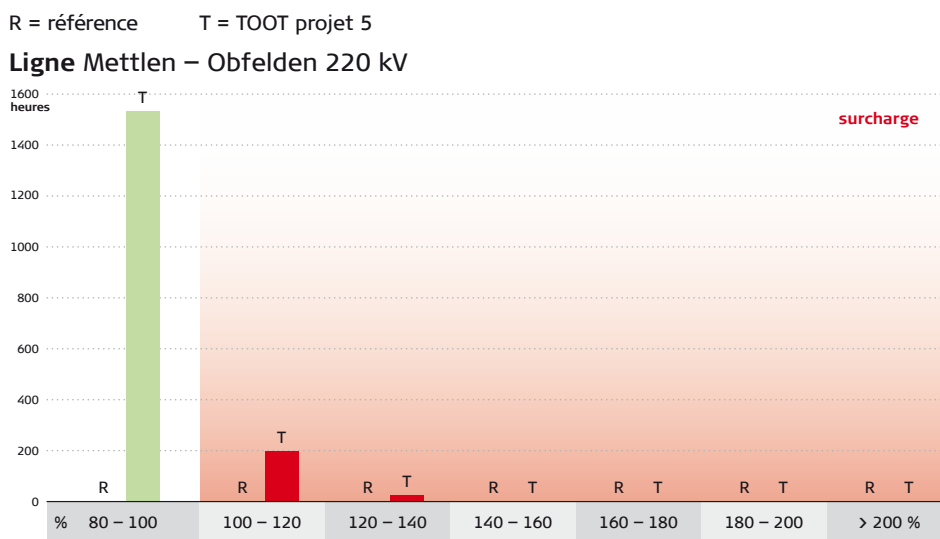


Illustration 7.5.: Congestions n-1 sur la ligne Mettlen – Obfelden

7.6.4. Contribution à la sécurité d’approvisionnement verticale

Grâce à une redondance supplémentaire au niveau des sous-stations, ce projet améliore considérablement l’approvisionnement dans les centres urbains d’Argovie, de Zoug et de Zurich Sud.

7.6.5. Contribution à la robustesse/flexibilité du réseau de transport

Sans mesures topologiques ni mesures d’exploitation, l’ensemble de la région souffre d’ores et déjà de congestions structurelles. Selon le principe ORARE, le renforcement des lignes entre Beznau et Mettlen est la mesure optimale pour assurer à long terme la sécurité du réseau à grande échelle. La mesure «Beznau – Mettlen» anticipe par ailleurs les évolutions du réseau du côté allemand, et doit devenir à l’avenir un pont énergétique important en direction de l’Allemagne. Au niveau de l’Union européenne, l’extension de la région «DACH suisse» est prévue dans tous les scénarios pour combiner la flexibilité de l’énergie hydraulique suisse à l’énergie éolienne et photovoltaïque allemande en fonction des besoins.

7.6.6. Contribution à la protection de l’environnement

La contribution du projet à la réduction des nuisances sur l’environnement est classée «neutre».

Un tronçon se trouve actuellement dans la procédure du plan sectoriel (SEN), au cours de laquelle les offices fédéraux et les associations de défense de l’environnement visent à déterminer le tracé idéal, en collaboration avec les cantons AG et ZH. Les enquêtes en cours analysent les aspects du développement du territoire, les aspects techniques, la protection de l’environnement et la rentabilité, afin d’épargner au maximum l’utilisation des ressources du sol et de préserver au maximum le paysage et les agglomérations existantes. À l’état de planification actuel, aucune mesure de substitution concrète n’est encore connue.

L'effet favorable sur l'environnement est multiple:

- » **Protection contre les immissions** – la mesure permet de réduire le rayonnement non ionisant et de diminuer les émissions sonores sur certains tronçons, ce qui entraîne un effet positif au niveau de la protection contre les immissions.
- » **Démantèlement de lignes existantes** – le cadre du projet prévoit le démantèlement de nombreuses lignes de 220 kV et le câblage partiel de lignes 110 kV existantes. Par ailleurs, l'infrastructure disponible doit être utilisée dans le cadre du renforcement du réseau de façon à minimiser les atteintes environnementales.

7.7. Projet 6 «Bassecourt – Mühleberg»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – du point de vue suisse, le projet est généralement positif.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'amélioration de la sécurité du réseau est classée «élevé».
- » **Point de vue économique** – le projet présente une utilité nette positive pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – la contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

Le projet «Bassecourt – Mühleberg» comprend essentiellement un renforcement du réseau de la ligne aérienne 380/220 kV de 45,4 km construite en 1978. Cette ligne a été approuvée et installée pour un terme d'une tension nominale de 380 kV et un second terme d'une tension nominale de 220 kV. Depuis leur mise en service, les deux termes sont toutefois seulement exploités avec une tension nominale de 220 ou 132 kV. Dans ce projet, la ligne exploitée à 220 kV est installée conformément aux prescriptions actuelles pour une exploitation à 380 kV. L'achèvement du projet est prévu pour 2025.

Tableau 7.6: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Bassecourt – Mühleberg»

6. Bassecourt – Mühleberg		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		32
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		21
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		11
Mise en service	Année		2025
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	CH-DE 500	CH-DE 665
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	CH-FR 1085	CH-FR 665
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	0	0
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T16})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		0
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		2
Coûts (a)	Mio. de CHF		2
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	335	210
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	-120	-78
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	85	-8
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	300	125
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	5	11
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	303	134
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	683	241

T16 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes des coûts des investissements totaux dont sont déduites l'économie sur le remplacement et la valeur comptable résiduelle après 20 ans

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	élevée
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	neutre

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	7,47/3,49	15,75/9,2
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0/0,62	0,23/-0,24

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.7.1. Bénéfice économique et énergétique

Le coût des investissements du projet se monte à environ 32 millions de francs, dont 11 millions de francs pour les lignes, et 21 millions de francs pour les sous-stations, contre environ 20 millions de francs de dépenses d'entretien économisées. Le bénéfice économique et énergétique monétaire est lié à une amélioration de la capacité de transport vers l'Allemagne et la France (selon la situation de flux de charge, environ 500 à 1150 MW) et à une diminution des pertes au transport.

D'un point de vue purement monétaire, cette ligne s'avère extrêmement profitable dans les deux scénarios pour l'économie suisse. Selon le scénario envisagé, un taux d'escompte du projet de 3% par an générerait un bénéfice net positif pour l'économie suisse variant entre 134 et 303 millions de francs.

Le bénéfice net positif est lié aux capacités transfrontalières accrues vers l'Allemagne et la France, promettant un effet modérateur sur les prix en Suisse. Il en ressort un surplus du consommateur très positif, dépassant nettement les effets négatifs sur les producteurs suisses.

7.7.2. Perspective européenne

La capacité accrue de transmission vers l'Allemagne et la France a un effet considérable sur le bénéfice économique et énergétique dans les régions de l'ENTSO-E. «Bassecourt – Mühleberg» entraîne une augmentation du bénéfice européen de 683 millions de francs dans le scénario «On Track» et de 241 millions de francs dans le scénario «Slow Progress».

7.7.3. Contribution à la sécurité du réseau

L'augmentation de la tension entre Bassecourt et Mühleberg et la transformation 380 / 220 kV à Mühleberg qui en découle augmenteront la capacité d'importation depuis la France et l'Allemagne. Cette mesure permet d'améliorer encore l'investissement actuel dans la capacité de transformation régionale (Bassecourt, Bickigen, Mettlen, Mühleberg). L'illustration 7.6 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec la mesure (TOOT), ou sans la mesure (référence):

R = référence T = TOOT projet 6

Ligne Bickingen – Mühleberg 220 kV

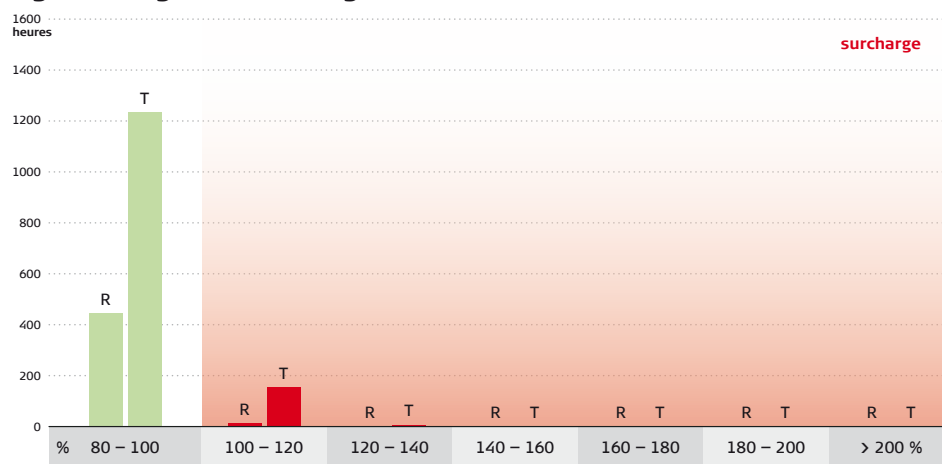


Illustration 7.6: Congestions n-1 sur la ligne Bickingen – Mühleberg

7.7.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

Malgré l'abandon de la sous-station de Pieterlen (220 kV), la sécurité d'approvisionnement reste assurée par le renforcement du réseau.

7.7.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Sans mesures topologiques ni mesures d'exploitation, l'ensemble de la région souffre d'ores et déjà de congestions structurelles. Selon le principe ORARE, la modification de la tension de la ligne «Bassecourt – Mühleberg» est la mesure optimale pour assurer à long terme la sécurité du réseau à grande échelle. Un nouveau transformateur de couplage à Mühleberg permet d'équilibrer les importations en provenance des pays du Nord de manière ciblée. Au niveau de l'Union européenne, l'extension de la région «DACH suisse» est prévue pour combiner la flexibilité de l'énergie hydraulique suisse à l'énergie éolienne et photovoltaïque allemande en fonction des besoins.

7.7.6. Contribution à la protection de l'environnement

La contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

La mise en œuvre de la mesure utilise le tracé actuel; la transformation permet de maintenir totalement le champ électrique tout en optimisant le champ magnétique. Par ailleurs, la sécurité est renforcée en traversant les routes et les lignes ferroviaires (chaînes à deux circuits). En outre, ce projet permet de diminuer les rayonnements non ionisants et de réduire les émissions sonores sur certains tronçons (effet positif sur la protection contre les immissions).

7.8. Projet 7: «Magadino»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – du point de vue suisse, le projet est généralement positif.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'amélioration de la sécurité du réseau est classée «élevé».
- » **Point de vue économique** – le projet classé neutre à positif du point de vue économique. Le bénéfice net positif du scénario «Slow Progress» est contrebalancé par un bénéfice net négatif nettement moins important dans le scénario «On Track».
- » **Point de vue environnemental** – la contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

Le projet «Magadino» consiste en grande partie dans la «mise en boucle» de la ligne Avegno – Gorduno à partir du secteur Riazzino dans la sous-station Magadino (longueur approximative de 1,3 km) existante (éventuellement à installer) où elle sera directement liée au réseau 220 kV restant. L'achèvement de la mesure est prévu pour 2018.

Tableau 7.7: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Magadino»

7. Magadino			
		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		17
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		8
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		9
Mise en service	Année		2018
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	219 CH-IT	237 CH-IT
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	66 CH-IT	67 CH-IT
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	357 Tessin	387 Tessin
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	109 Tessin	108 Tessin
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T17})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		5
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		1
Coûts (a)	Mio. de CHF		6
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	-59	-63
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	34	97
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	20	-12
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	-6	22
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	2	3
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	-10	19
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	52	83

T17 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes respectives des éléments constitutifs du coût total des investissements, dont on déduit le remplacement économisé et la valeur nette comptable après 20 ans.

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	élevée
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	neutre

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	0,66/3,63	1,67/4,52
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/3 945,3	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0,02/0,03	0/0,02

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.8.1. Bénéfice économique et énergétique

Le coût des investissements du projet se monte à environ 17 millions de francs pour les lignes, contre environ 10 millions de francs de dépenses d'entretien économisées. Le bénéfice économique et énergétique monétaire est notamment lié à une amélioration de la capacité de transport vers l'Italie (selon la situation de flux de charge, environ 70 à 240 MW), et à une amélioration de l'injection pour les centrales du Tessin (environ 100 MW à 390 MW), ainsi qu'à une diminution des pertes de transport.

D'un point de vue purement monétaire, cette ligne s'avère profitable pour l'économie suisse dans le scénario «Slow Progress», non profitable dans le scénario «On Track». Dans le scénario «Slow Progress» un taux d'escompte du projet de 3% par an génèrerait un bénéfice net positif pour l'économie suisse d'environ 20 millions de francs. Dans le scénario «On Track», le résultat est un bénéfice net négatif d'environ 10 millions de francs.

7.8.2. Perspective européenne

Par rapport à la Suisse, l'augmentation des capacités de transmission vers l'Italie apporte une forte hausse du bénéfice économique et énergétique européen (52 millions de francs dans le scénario «On Track» et 83 millions de francs dans le scénario «Slow Progress»). Ce bénéfice dépasse aussi nettement les coûts du projet imputables à la Suisse.

7.8.3. Contribution à la sécurité du réseau

Cette mesure élimine une des congestions n-1 les plus courantes du réseau de transport suisse. Cette congestion entraînait par le passé des restrictions répétées des centrales électriques ou de l'exploitation de la ligne marchande «Cagno – Mendrisio» dans le Tessin. L'illustration 7.7 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec la mesure (TOOT), ou sans la mesure (référence):

R = référence T = TOOT projet 7

Ligne Avegno – Magadino 220 kV

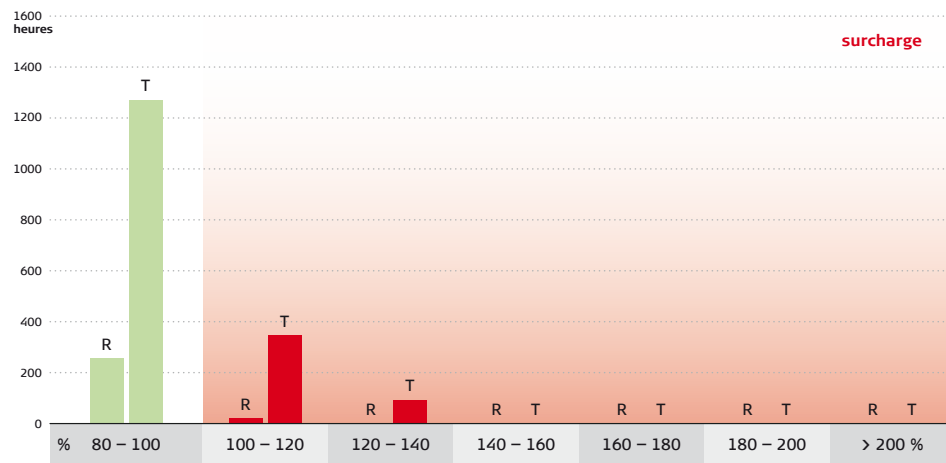


Illustration 7.7: Congestions n-1 sur la ligne Avegno – Magadino

7.8.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

La formation d'un nœud de réseaux central dans la plaine de Magadino et la forte intégration des réseaux de distribution locaux améliore la situation actuelle.

7.8.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

La mesure est considérée comme nécessaire dans tous les scénarios envisagés, car le besoin de transport est lié aux centrales existantes et planifiées.

7.8.6. Contribution à la protection de l'environnement

La contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre». L'effet favorable sur l'environnement est notamment dû à l'allègement de la zone IFP⁷ et du site marécageux par le câblage partiel et le regroupement avec le réseau de distribution 150/16 kV. La mesure s'aligne sur et est compatible avec l'aménagement en cours du réseau et du territoire dans le Tessin.

7 IFP est l'abréviation d'Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale.

7.9. Projet 8 «Génissiat – Foretaille»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – du point de vue suisse, le projet est généralement positif.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'amélioration de la sécurité du réseau est classée «élevé».
- » **Point de vue économique** – le projet présente une utilité nette positive pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – la contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

Le projet Génissiat – Foretaille consiste en grande partie à renforcer la ligne 220 kV à deux circuits existante. Le projet a été coordonné et harmonisé avec le gestionnaire de réseau français RTE. La mesure n'est pas encore en cours d'élaboration. Si les longues durées de planification et d'approbation ne changent pas, le projet risque de prendre du retard. Il sera difficile d'atteindre la mise en œuvre planifiée du projet jusqu'en 2025 avec les procédures de planification et d'approbation actuelles.

Tableau 7.8: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Génissiat – Foretaille»

8. Génissiat – Foretaille			
		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		28
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		0
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		28
Mise en service	année		2025
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	240 CH-FR	265 CH-FR
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	170 CH-FR	520 CH-FR
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	0	0
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T18})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		15
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		2
Coûts (a)	Mio. de CHF		17
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	141	153
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	-85	-81
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	36	-10
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	92	62
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	0	0
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	75	45
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	265	359

T18 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes respectives des éléments constitutifs du coût total des investissements, dont on déduit le remplacement économisé et la valeur nette comptable après 20 ans.

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	élevée
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	neutre

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	0,66/0	0/0
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0,06/0,03	0,01/0,45

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.9.1. Bénéfice économique et énergétique

Le coût des investissements du projet se monte à 28 millions de francs pour les lignes, Le bénéfice économique et énergétique monétaire est lié à une amélioration de la capacité de transport vers la France (selon la situation de flux de charge, environ 800 à 1150 MW) et à une diminution des pertes au transport.

D'un point de vue purement monétaire, cette ligne s'avère extrêmement profitable dans les deux scénarios pour l'économie suisse. selon le scénario envisagé, un taux d'escompte du projet de 3% par an générerait un bénéfice net positif pour l'économie suisse variant entre 45 et 75 millions de francs.

Le bénéfice net positif est lié aux capacités transfrontalières accrues vers la France, promettant un effet modérateur sur les prix en Suisse. Il en ressort un surplus du consommateur très positif, dépassant nettement les effets négatifs sur les producteurs suisses.

7.9.2. Perspective européenne

La capacité accrue de transmission vers la France a un effet considérable sur le bénéfice économique et énergétique dans les régions de l'ENTSO-E. «Génissiat – Foretaille» entraîne une augmentation du bénéfice européen de 265 millions de francs dans le scénario «On Track» et de 359 millions de francs dans le scénario «Slow Progress».

7.9.3. Contribution à la sécurité du réseau

La mesure élimine une des congestions n-1 les plus courantes du réseau de transport suisse (situations d'importation en provenance de la France). À l'heure actuelle, cette congestion doit être maîtrisée par des mesures topologiques (telles qu'une coupure du réseau) ou des restrictions au niveau des centrales)⁸. L'illustration 7.8 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec la mesure (TOOT), ou sans la mesure (référence):

R = référence T = TOOT projet 8

Ligne Foretaille – Verbois 220 kV

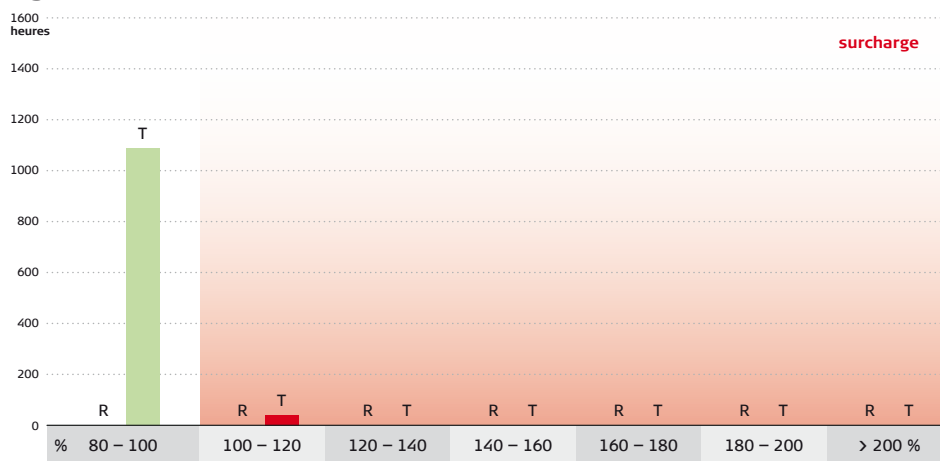


Illustration 7.8: Congestions n-1 sur la ligne Foretaille – Verbois

7.9.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

La région de Genève fortement peuplée et économiquement significative est raccordée avec une sécurité d'approvisionnement accrue.

7.9.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Dans les deux scénarios 2025 analysés et dans les scénarios 2035, la ligne est nécessaire du point de vue technique et en termes de durabilité.

7.9.6. Contribution à la protection de l'environnement

La contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre». La mesure permet par exemple de regrouper avec d'autres infrastructures, ce qui a un effet positif sur le développement du territoire.

7.10. Projet 9 «Mettlen – Ulrichen»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – du point de vue suisse, le projet est généralement positif.
- » **Point de vue technique** – le projet ne contribue pas directement à l'amélioration de la sécurité du réseau.
- » **Point de vue économique** – le projet présente une utilité nette positive pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – la contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

Le projet «Mettlen – Ulrichen» consiste en grande partie en un renforcement du réseau continu à 380 kV de la ligne 220 kV d'une longueur de 87,1 km. Ici aussi, des procédures de planification et d'approbation efficaces sont nécessaires pour garantir la mise en œuvre de ce projet conforme jusqu'en 2025. L'achèvement est prévu pour 2025.

Tableau 7.9: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Mettlen – Ulrichen»

9. Mettlen – Ulrichen		«On Track»	«Slow Progress»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF		174
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF		0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF		91
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF		82
Mise en service	Année		2025
Résultats de la simulation du réseau			
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	715 CH-DE	915 CH-DE
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	865 CH-DE	1 300 CH-DE
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	0	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	0	0
Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette^{T19})			
Coûts des investissements	Mio. de CHF		29
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF		10
Coûts (a)	Mio. de CHF		39
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	188	436
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	-29	-202
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	62	18
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	221	252
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	25	20
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	208	234
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	542	471

T19 Le coût des investissements se compose des valeurs actuelles nettes respectives des éléments constitutifs du coût total des investissements, dont on déduit le remplacement économisé et la valeur nette comptable après 20 ans

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	sans incidence
Sécurité d'approvisionnement verticale	sans incidence
Robustesse/flexibilité	oui
Impact environnemental	neutre

Indicateurs de développement durable		2025/2035	2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	19,37/24,5	20,62/18,4
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0,02/0,49	0,37/-0,49

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.10.1. Bénéfice économique et énergétique

Le coût des investissements du projet se monte à environ 170 millions de francs, Le tronçon «Innertkirchen – Mettlen» représente un coût de 107 millions, et le tronçon «Mettlen – Ulrichen» 67 millions de francs, contre environ 90 millions de francs de dépenses d'entretien économisées. Le bénéfice économique et énergétique monétaire est lié à une amélioration de la capacité de transport vers l'Allemagne (selon la situation de flux de charge, environ 700 à 1300 MW) et à une diminution des pertes au transport.

D'un point de vue purement monétaire, cette ligne s'avère extrêmement profitable dans les deux scénarios pour l'économie suisse. selon le scénario envisagé, un taux d'escompte du projet de 3% par an générerait un bénéfice net positif pour l'économie suisse variant entre 208 et 234 millions de francs.

Le bénéfice net positif est lié aux capacités transfrontalières accrues vers l'Allemagne, promettant un effet modérateur sur les prix en Suisse. Il en ressort un surplus du consommateur très positif, dépassant nettement l'effet négatif sur les producteurs suisses.

7.10.2. Perspective européenne

La capacité accrue de transmission vers l'Allemagne a un effet considérable sur le bénéfice économique et énergétique dans les régions de l'ENTSO-E. «Mettlen – Ulrichen» entraîne une augmentation du bénéfice européen de 542 millions de francs dans le scénario «On Track» et de 471 millions de francs dans le scénario «Slow Progress».

7.10.3. Contribution du projet à la sécurité du réseau

Cette mesure permet un transport de sécurité n-1 de la région d'Oberhasli sans marches en antenne complexes. Les lignes très haute tension existantes entre Mettlen et Ulrichen forment une congestion sur le réseau de transport suisse. Le projet améliore le transport de la production de la région d'Oberhasli et de l'énergie hydraulique du canton du Valais vers le Mittelland. Par ailleurs, les centres de charge que sont Berne / Lucerne seront reliés aux centres de production du Valais / du Tessin. Le projet entraîne également un allègement de l'infrastructure existante.

L'illustration 7.9 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec la mesure (TOOT), ou sans la mesure (référence):

R = référence T = TOOT projet 9

Ligne Handeck – Innertkirchen 220 kV

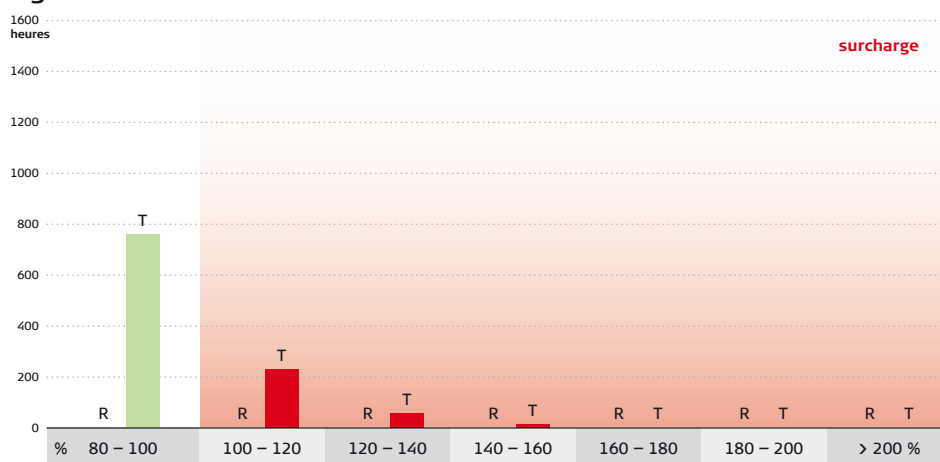


Illustration 7.9.: Congestions n-1 sur la ligne Handeck – Innertkirchen

7.10.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

Le projet n'a pas d'incidence notable sur la sécurité d'approvisionnement verticale.

7.10.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

La mesure est considérée comme judicieuse dans les deux scénarios clés 2025 et dans les scénarios 2035 du point de vue technique. L'évolution des centrales dans les régions Handeck / Grimsel et Innertkirchen renforce le besoin d'extension sur le réseau entre Mettlen et Ulrichen.

7.10.6. Contribution à la protection de l'environnement

La contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre». L'effet favorable sur l'environnement est multiple:

- » **Protection contre les immissions** – la mesure permet une diminution du rayonnement non ionisant et de l'émission sonore sur certains tronçons (incidence positive sur la protection contre les immissions).
- » **Démantèlement de lignes existantes** – en raison de chutes de pierres et d'avalanches, la ligne d'Innertkirchen en direction d'Ulrichen doit être renforcée.

Dans le cadre des procédures SÜL en cours («Innertkirchen – Mettlen» et «Innertkirchen – Ulrichen»), les aspects du développement du territoire, les aspects techniques, la protection de l'environnement et la rentabilité font l'objet d'analyses, afin d'épargner l'utilisation des ressources du sol, de préserver le paysage et de décharger les agglomérations existantes autant que faire se peut. De plus, la planification portera une attention toute particulière aux allègements possibles de régions fortement sollicitées (région d'Innertkirchen, par exemple), alors qu'un regroupement possible de plusieurs lignes sur un même tracé en vue de minimiser l'occupation des sols fait également l'objet d'un examen. Les deux procédures posent également la question fondamentale du câblage (partiel) des lignes. Aucune mesure concrète n'est connue actuellement.

7.11. Projet 10 «Mettlen – Verderio»

► Récapitulatif de l'évaluation

- » **Vue d'ensemble Swissgrid** – pour la Suisse, le projet est généralement négatif.
- » **Point de vue technique** – la contribution du projet à l'augmentation de la sécurité du réseau dans le scénario «On Track» est «élevée». Le projet ne fait pas partie du réseau technique «Slow Progress».
- » **Point de vue économique** – le projet dégage un bénéfice net très négatif pour l'économie suisse.
- » **Point de vue environnemental** – la contribution du projet à la réduction des nuisances sur l'environnement est classée «neutre».

Le projet «Mettlen – Verderio» porte sur une liaison de courant continu (DC) 400 kV de 1100 MW de Sils i.D. – Splügenpass – Verderio (Italie) dans une section de l'ancien oléoduc Gênes – Ingolstadt («Greenconnector»). Le tracé a une longueur totale de 152 km, dont 32 km en Suisse. De plus, un renforcement de la ligne «Mettlen – Grynau – Sils» est nécessaire. Il serait ainsi possible d'étendre la ligne de 150 km avec la technique AC ou de la transformer en une ligne AC/DC hybride.

Selon les planifications du TYNDP, l'achèvement du projet PCI «Greenconnector» faisant partie du projet «Mettlen – Verderio» est prévu pour 2020. Au regard des conditions de planification et d'approbation complexes et des questions ouvertes concernant le financement, Swissgrid considère cette estimation comme très optimiste.

Tableau 7.10: Aperçu des résultats CBA pour le projet «Mettlen – Verderio»

10. Mettlen – Verderio		«On Track»
Coûts totaux des investissements	Mio. de CHF	284
Economie de coûts NR 3	Mio. de CHF	0
Economie sur le remplacement	Mio. de CHF	30
Coûts nets des investissements	Mio. de CHF	254
Mise en service	Année	2020
Résultats de la simulation du réseau		
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2025	[MW]	1 055 CH-IT
Capacité transfrontalière supplémentaire disponible en 2035	[MW]	700 CH-IT
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2025	[MW]	0
Capacité supplémentaire de raccordement de centrales disponible en 2035	[MW]	0

Bénéfice monétaire (valeur actuelle nette)^{T20}		
Coûts des investissements	Mio. de CHF	170
Coûts d'exploitation	Mio. de CHF	19
Coûts (a)	Mio. de CHF	189
Variation du surplus du consommateur	Mio. de CHF	-343
Variation du surplus du producteur	Mio. de CHF	207
Variation de la rente de congestion	Mio. de CHF	78
Bénéfice économique et énergétique CH (b)	Mio. de CHF	-57
Variation des coûts des pertes de réseau (c)	Mio. de CHF	56
Bénéfice net CH (b+c-a)	Mio. de CHF	-190
Bénéfice économique et énergétique ENTSO-E*	Mio. de CHF	278

Bénéfice qualitatif	
Sécurité du réseau	élevée
Sécurité d'approvisionnement verticale	sans incidence
Robustesse/flexibilité	non
Impact environnemental	neutre

Indicateurs de développement durable		2025/2035
Pertes de réseau économisées	GWh/a	43,02/58,62
Intégration des énergies renouvelables ENTSO-E	MWh/a	0/0
Réduction des émissions de CO ₂ ENTSO-E	Mt/a	0/0,15

* Le calcul du bénéfice économique et énergétique de l'ENTSO-E ne tient compte d'aucun coût

7.11.1. Bénéfice économique et énergétique

Les coûts des investissements du projet se chiffrent à environ 280 millions de francs, dont 97 millions de francs pour les lignes, et 186 millions de francs pour les sous-stations, contre environ 30 millions de francs de dépenses d'entretien économisées. Ces calculs ne comprennent que les coûts du projet incombant à la Suisse. Le bénéfice économique et énergétique monétaire est lié à une amélioration de la capacité de transport vers l'Allemagne (selon la situation de flux de charge, environ 800 à 1150 MW) et à une diminution des pertes au transport. Du point de vue de l'économie suisse, la ligne génère un bénéfice net négatif dans le scénario «On Track» de 190 millions de francs. Elle ne fait pas partie du réseau technique «Slow Progress».

Le bénéfice net négatif est lié aux capacités transfrontalières accrues vers l'Italie. Il y a donc adaptation au niveau de prix plus élevé de l'Italie, ce qui a une incidence particulièrement négative sur les consommateurs suisses. Cet effet négatif peut également être compensé par un surplus du producteur accru pour les producteurs suisses

7.11.2. Perspective européenne

«Mettlen – Verderio» entraîne une augmentation sensible des capacités de transmission vers l'Italie, ce qui génère un bénéfice économique et énergétique européen de 278 millions de francs. Les principaux bénéficiaires de la mesure seraient les consommateurs italiens, à qui des prix moins élevés seraient facturés du fait de la capacité de transmission accrue entre l'Italie et la Suisse. La mesure dans laquelle «Mettlen – Verderio» génère un bénéfice net positif du point de vue européen dépend principalement du coût des investissements supplémentaires nécessaires côté italien.

T20 Les coûts des investissements se composent des valeurs actuelles nettes des coûts des investissements totaux dont sont déduites l'économie sur le remplacement et la valeur comptable résiduelle après 20 ans.

Un tronçon du projet «Mettlen – Verderio» («Greenconnector») est actuellement suivi par l'Union européenne comme ligne marchande (World Energy) et comme Project of Common Interest.

7.11.3. Contribution à la sécurité du réseau

Grâce au projet «Mettlen – Verderio», les lignes 380 kV parallèles vers l'Italie sont moins sollicitées dans le scénario «On Track», ce qui permet d'augmenter la capacité de plus de 1000 MW. La gestion des flux de charge AC/DC permet d'accroître encore la sécurité du réseau. L'illustration 7.10 présente la surcharge actuelle (en rouge) de l'infrastructure disponible avec la mesure (TOOT), ou sans la mesure (référence):

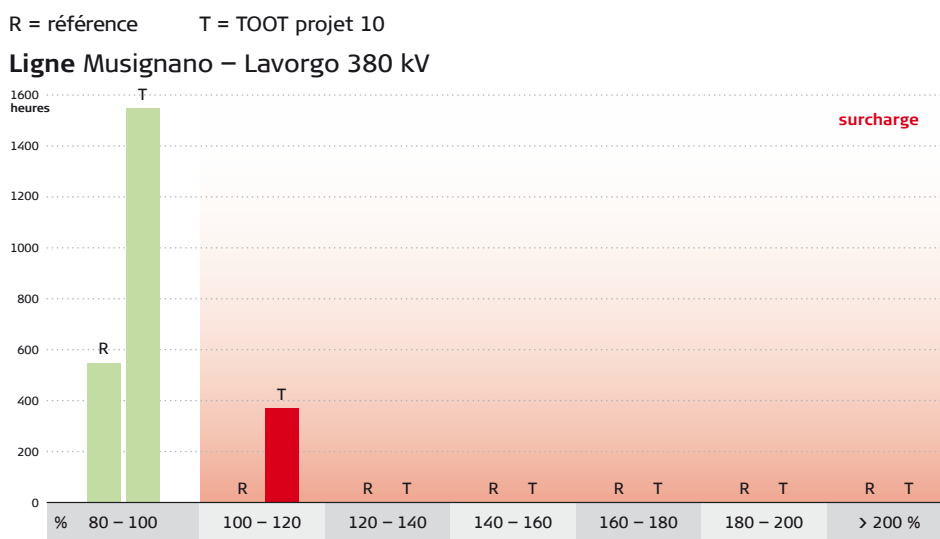


Illustration 7.10: Congestions n-1 sur la ligne Musignano – Lavorgo

7.11.4. Contribution à la sécurité d'approvisionnement verticale

Le projet n'est nécessaire que dans le scénario «On Track». L'augmentation des capacités supplémentaires nécessaire entre la Suisse et l'Italie dépend des conditions-cadres de l'Union européenne ou du besoin d'importation de l'Italie.

7.11.5. Contribution à la robustesse / flexibilité du réseau de transport

Le projet n'est pas solide pour 2025, car il n'est compris que dans un des deux réseaux techniques 2025.

7.11.6. Contribution à la protection de l'environnement

La contribution du projet à la protection de l'environnement peut être classée «neutre», car les tracés existants sont utilisés et le câble de courant continu prévu doit être posé dans un oléoduc disponible.

8. Décision

«Réseau stratégique 2025»

► **En bref:**

Le «réseau stratégique 2025» remplit sa mission d’approvisionnement de manière sûre et économique. Il se compose de mesures imposées par la législation (raccordements de centrales ou raccordements au réseau de distribution, par exemple) et de projets présentant un avantage pour la Suisse en tenant compte de tous les critères (optimisations du réseau, renforcements du réseau et extensions du réseau).

Un «réseau stratégique 2025» élargi par les propositions de projet de l'UE

Outre les mesures de réseau prescrites ou avantageuses du point de vue suisse, Swissgrid continuera de suivre techniquement des projets présentant un avantage au niveau européen (appelés «Projects of Common Interest») et à apporter son soutien dans leur mise en œuvre contre compensation correspondante des utilisateurs helvétiques du réseau.

Le présent chapitre présente les mesures d’extension du réseau dont il est tenu compte dans la planification du réseau 2025 de Swissgrid. Avec les mesures juridiquement motivées (telles que les raccordements au réseau de distribution et les raccordements de centrales imposés officiellement), celles-ci forment le «réseau stratégique 2025». Il présente également des projets PCI européens pertinents du point de vue suisse. Nous distinguons donc ci-après trois types de projets:

1. **Les projets d’extension du réseau d’importance pour Swissgrid d’ici 2025** – ces projets découlent de l’analyse coût-bénéfice multicritères basée sur les années de référence 2025 et 2035.
2. **Les projets imposés juridiquement dans le «Réseau stratégique 2025»** – cette catégorie regroupe principalement les raccordements de centrales et les raccordements de gestionnaires du réseau de distribution, ainsi que les projets que Swissgrid est tenue de réaliser en raison de dispositions légales concrètes.
3. **Les projets PCI européens avec participation suisse** – cette catégorie couvre les projets qui, envisagés individuellement, ne sont pas nécessaires du point de vue technique et économique pour 2025 pour le réseau de transport suisse. Leur réalisation dépend d’un agrément sur les frais avec l’Union européenne ou avec les États européens individuellement concernés.

8.1. Projets d'extension du réseau d'importance pour Swissgrid d'ici 2025

Tableau 8.1: Résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères pour 2025

	Bénéfice net (mio. de CHF)		«On Track»/«Slow Progress»				Fait partie du «Réseau stratégique 2025»
	«On Track»	«Slow Progress»	Sécurité du réseau	Sécurité d'appro verticale	Robustesse/flexibilité	Incidences environnementales	
1. Chamoson – Chippis	32	5	très élevée	s. incidence	oui	positive	✓
2. Chippis – Bickigen	2	-9	très élevée	s. incidence	oui	positive	✓
3. Pradella – La Punt	58	-11	très élevée	s. incidence	oui	positive	✓
4. Chippis – Lavorgo	-153	-159	très élevée	élevée	oui	positive	✓
5. Beznau – Mettlen	315	146	élevée	élevée	oui	positive	✓
6. Bassecourt – Mühleberg	303	134	élevée	élevée	oui	neutre	✓
7. Magadino	-10	19	élevée	élevée	oui	neutre	✓
8. Génissiat – Foretaille	75	45	élevée	élevée	oui	neutre	✓
9. Mettlen – Ulrichen	208	234	s. incidence	s. incidence	oui	neutre	✓
10. Mettlen – Verderio	-190		élevée	s. incidence	non	neutre	×

Le tableau 8.1 récapitule les résultats de l'analyse coût-bénéfice multicritères sur la base des années de référence 2025 et 2035 pour chaque critère. L'évaluation globale découle de l'ensemble des critères individuels, et permet de déterminer les mesures d'extension du réseau du point de vue du réseau. En font partie les projets qui

- » sont identifiés comme positifs du point monétaire pour la Suisse et pour lesquels aucun autre critère ne représente un critère d'exclusion;
- » ne présentent aucune autre alternative du point de vue technique pour le réseau de transport. La nécessité technique dépend notamment du niveau de contribution à la sécurité du réseau ou de l'approvisionnement pour 2025 et 2035.

Il ressort de l'analyse des 10 mesures d'extension du réseau les évaluations suivantes:

1. **«Chamoson – Chippis»** – ce projet présente un bénéfice monétaire net positif pour la Suisse dans les scénarios «On Track» et «Slow Progress». Par ailleurs, le projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau. Son incidence sur l'environnement est positive, car le projet améliore la protection contre les immissions et permet un démantèlement de lignes existantes.
2. **«Chippis – Bickigen»** – ce projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau. L'optimisation du réseau issue de la modification de la tension permet d'atteindre une puissance transitée plus importante dans le Valais et est nécessaire au transport de la production hydraulique du Valais. Le projet permet d'éliminer les congestions structurales au niveau du transformateur de Bickigen.
3. **«Pradella – La Punt»** – ce projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau suisse. Il est intéressant du point de vue économique dans un des scénarios envisagés («On Track»). Ce programme de renforcement permet l'élimination de la congestion entre Pradella et La Punt, et l'augmentation de la capacité d'importation en provenance du Nord, ainsi que la mise en réseau avec le réseau de transport international (Autriche, Italie). Il permet par ailleurs d'améliorer la sécurité du réseau suisse et européen. En outre, le projet contribue positivement au soulagement de l'environnement et de la population grâce à une diminution du rayonnement non ionisant et de l'émission sonore sur certains tronçons.

4. **«Chippis – Lavorgo»** – ce projet apporte un avantage technique important dans tous les scénarios, car l'infrastructure existante est déjà largement surchargée. Une non-réalisation de ce projet entraînerait également des surcharges du réseau, voire des situations critiques du réseau pendant environ quatre mois par an. Le projet «Chippis – Lavorgo» fait partie du concept global harmonisé avec le canton du Tessin «Leventina+ 14», visant l'amélioration de la situation du réseau sur l'ensemble du canton. Le projet représente un axe de transport essentiel, reliant de manière stable le Valais au Tessin par un «axe 380 kV», et est indispensable à d'autres projets prévus à long terme au niveau européen et suisse. Par ailleurs, il prévoit le démantèlement de pas moins de 67 km de ligne 220 kV.
5. **«Beznau – Mettlen»** – ce projet présente un bénéfice monétaire net positif dans les deux scénarios clés pour la Suisse. Par ailleurs, le projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau et de l'approvisionnement, notamment dans les centres urbains d'Argovie, de Zoug et de Zurich Sud. Au niveau européen, le projet présente également un bénéfice économique et énergétique élevé.
6. **«Bassecourt – Mühleberg»** – ce projet présente un bénéfice monétaire net positif dans les deux scénarios clés pour la Suisse et pour l'Europe. Par ailleurs, le projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau et de l'approvisionnement. Lors de la transformation, le tracé existant est utilisé dans l'optique d'une optimisation de la sécurité en traversant les routes et les lignes ferroviaires, du rayonnement non ionisant et de la nuisance sonore.
7. **«Magadino»** – le projet classé neutre à positif du point de vue économique. Le bénéfice net positif du scénario «Slow Progress» est contrebalancé par un bénéfice net négatif nettement moins important dans le scénario «On Track». Le projet contribue de manière importante à la sécurité du réseau et de l'approvisionnement par l'élimination des congestions n-1 les plus fréquentes et par l'amélioration du raccordement de la plaine de Magadino au réseau de distribution local.
8. **«Génissiat – Foretaille»** – ce projet présente un bénéfice monétaire net positif dans les deux scénarios clés pour la Suisse et pour l'Europe. Par ailleurs, le projet contribue de manière substantielle à la sécurité du réseau et de l'approvisionnement, notamment dans la région fortement peuplée et économiquement significative de Genève.
9. **«Mettlen – Ulrichen»** – ce projet présente un bénéfice monétaire net positif dans les deux scénarios clés pour la Suisse et pour l'Europe. Par ailleurs, le projet contribue de manière importante à la sécurité du réseau. Les répercussions sur la sécurité de l'approvisionnement et sur l'environnement sont classées neutres.
10. **«Mettlen – Verderio» (ne fait pas partie du «réseau stratégique 2025»)** – le projet fait uniquement partie du réseau technique «On Track». Pour la Suisse, ce projet présente un bénéfice monétaire nettement négatif et n'apporte qu'une contribution limitée à la sécurité du réseau ou de l'approvisionnement en Suisse en 2025. Il n'est donc pas intégré au «réseau stratégique 2025» sous réserve d'évolutions et d'accords européens (voir chapitre 8.4).

Sur la base de l'analyse coût-bénéfice multicritères et notamment de l'évaluation des critères qualitatifs relatifs à la sécurité du réseau et de l'approvisionnement, Swissgrid ne propose pour le «réseau stratégique 2025» que les mesures d'extension du réseau ci-dessus, à l'exception du projet 10 «Mettlen – Verderio».

8.2. Projets imposés juridiquement dans le «Réseau stratégique 2025»

Outre les mesures d'extension du réseau identifiées ci-dessus, d'autres mesures d'extension du réseau sont mises en œuvre dans le cadre de dispositions juridiques. Swissgrid n'a pas effectué d'évaluation multicritères pour ces projets. En font partie:

1. les raccordements au réseau de distribution;
2. les raccordements de nouvelles centrales électriques; et
3. les projets que Swissgrid est tenue de réaliser en raison de dispositions légales concrètes.

Les projets juridiquement contraignants pour 2025 sont présentés en détail ci-dessous.

8.2.1. Conditions et exigences légales

En tant que gestionnaire de réseau, Swissgrid est tenue de garantir le raccordement au réseau à des tiers (art. 5 al. 2 LApEI). Afin de fixer des règles détaillées des droits et obligations découlant d'un raccordement au réseau, les bénéficiaires du raccordement au réseau doivent signer un contrat de raccordement au réseau avec Swissgrid. Indépendamment de l'obligation de raccordement légale, la coopération accrue avec les bénéficiaires du raccordement au réseau revêt une importance croissante au vu de l'interdépendance des différents niveaux de réseau et du nombre croissant d'installations productrices décentralisées. Cela est d'autant plus vrai que les réseaux de distribution sont également sollicités en cas de défaillance n-1.

La coordination est organisée au niveau du groupe de travail «Coordination régionale de développement du réseau» (GT CRDR). Idéalement, celui-ci garantit la disponibilité de solutions interrégionales avant même que les demandes de raccordement écrites ne soient soumises. Une fois qu'un gestionnaire de réseau de distribution ou un exploitant de centrale a rempli et signé le formulaire d'inscription «Demande concernant un raccordement au réseau» mis à disposition sur le portail spécialisé de Swissgrid, cette dernière intègre les projets correspondants à la planification du réseau. Les demandes de raccordement au réseau soumises pour la planification du réseau actuelle forment un autre élément du «réseau stratégique 2025» présenté au chapitre 8.3.

Si les coûts directement liés à ces projets de raccordement sont pertinents du point de vue économique, ceux-ci ne relèvent cependant pas du pouvoir de décision de Swissgrid en raison de la garantie de raccordement au réseau définie par le législateur. Étant donné qu'ils se justifient principalement par l'avantage pour le réseau de distribution concerné ou la centrale électrique concernée, ils ne font pas l'objet d'une analyse approfondie de la part de Swissgrid. La responsabilité de la justification de leur nécessité vis-à-vis des investisseurs (raccordements de centrales) et du régulateur (raccordements au réseau de distribution) incombe aux bénéficiaires du raccordement.

8.2.2. Rôle du réseau de distribution (NR 3) dans la planification du réseau de Swissgrid

Le réseau électrique suisse compte 7 niveaux de réseaux fortement maillés entre eux, qui garantissent la sécurité d'approvisionnement accrue de la Suisse dans le secteur de l'électricité. Un contrat de raccordement au réseau régit les droits et obligations des deux parties découlant d'un raccordement au réseau. En raison de ce maillage électrique, il

existe une forte interdépendance entre le réseau de transport et le réseau de distribution (NR 3) dans de nombreuses régions de Suisse dont il convient notamment de tenir compte dans les mesures planifiées et non planifiées de mise hors service ou de modifications topologiques de lignes et de transformateurs sur le réseau de transport. Les structures du réseau n'étant pas développées à l'identique dans toutes les régions, l'interdépendance des deux niveaux de réseaux présente, elle aussi, des différences au niveau régional.

Conformément à la directive de l'ENTSO-E, Swissgrid utilise le critère n-1 dans son activité de développement réseau. Ce faisant, la mission de transport du réseau de transport en cas de défaillance d'une ligne Swissgrid (circuit électrique) ou d'un transformateur de couplage Swissgrid est réalisée. Le même critère est utilisé pour les petits consommateurs avec une ligne en antenne (appelée «raccordement radial de niveau de réseau 1»), tant que ceux-ci peuvent être alimentés par des capacités de centrales locales ou par les réseaux de distribution locaux. Dans les agglomérations plus importantes, le critère n-1 est étendu aux lignes à deux circuits et aux barres collectrices. L'objectif est d'obtenir une solution intégrale, optimale du point de vue technique et économique, en concertation avec les bénéficiaires du raccordement. Pour ce faire, Swissgrid coordonne et évalue avec les bénéficiaires du raccordement concernés les variantes de raccordement neutres et exemptes de discrimination, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement au-delà ces différents niveaux de réseau. Cette procédure a été appliquée dans le présent «réseau stratégique 2025» aux régions de Zurich, de Bâle, du Lac Léman et du Lac de Neuchâtel.

Sur la base de l'expérience acquise, d'autres activités sont prévues pour l'optimisation de la redondance des systèmes entre le réseau de transport et le réseau de distribution, de manière à obtenir pour la Suisse un approvisionnement en électricité optimal du point de vue technique et économique, tous niveaux de réseau confondus.

8.2.3. Projets de raccordement intégrés au «réseau stratégique 2025»

Dans le cadre de la planification du réseau de cette année, Swissgrid a été informée des projets de raccordement suivants:

- » Nouveaux raccordements au réseau de distribution:
 - » J1: «Method – Mühleberg» (responsables: groupe E, Romande Energie, CFF);
 - » J2: «Froloo – Flumenthal» (responsables: IWB, EBL, EBM);
 - » J3: «Obfelden – Samstagern» (responsables: Axpo, ewz, CFF).

- » Nouveaux raccordements de centrales¹:
 - » Aucune demande de raccordement n'a été soumise pour de nouvelles grandes centrales, qui ne serait pas déjà incluse dans le réseau initial.

Les trois projets de raccordement au réseau de distribution ci-dessus sont décrits brièvement ci-après sur la base des demandes de raccordement au réseau de distribution soumises. Pour ce faire, Swissgrid reprend à l'identique, quoique partiellement abrégés, les contenus et formulations des preneurs de raccordement. Ceux-ci sont complétés d'une évaluation du projet selon Swissgrid.

¹ Les raccordements pour Nant-de-Drance et Linth-Limmern font déjà partie du réseau initial 2015.

8.2.3.1. Raccordement au réseau de distribution «Method – Mühleberg»

Tableau 8.2: Brève description de l'installation «Planchamps»

J1: «Method – Mühleberg» (installation Planchamps)	
Brève description de l'installation	Raccordement du réseau de distribution 60 kV dans le canton de Neuchâtel à deux transformateurs 220 / 60 kV.
Justification du raccordement	Raccordement du réseau de distribution 60 kV dans le canton de Neuchâtel et installation de parcs d'éoliennes au niveau du réseau de distribution (sur la base d'un plan de construction cantonal avalisé par la population). Démantèlement parallèle du réseau 125 kV.
Nombre de raccordements	Un raccordement au réseau de distribution pour l'entreprise d'électricité Groupe E dans le canton de Neuchâtel.
Date de mise en service souhaitée	2025
Injection max. effective dans le réseau de transport (pronostic)	
» Puissance apparente [MVA]	180 MW
» Puissance active [MW]	
Prélèvement effectif max. du réseau de transport (pronostic)	230 MVA
» Puissance apparente [MVA]	210 MW
» Puissance active [MW]	

Tableau 8.3: Brève description de l'installation «Cornaux»

J1: «Method – Mühleberg» (Installation Cornaux)	
Brève description de l'installation	Raccordement du réseau de distribution 60 kV dans le canton de Neuchâtel à deux transformateurs 220 / 60 kV.
Justification du raccordement	Voir justification de l'installation «Planchamps». Les mesures sont nécessaires, indépendamment de la réalisation de la nouvelle centrale thermique de Cornaux.
Nombre de raccordements	Un raccordement au réseau de distribution pour l'entreprise d'électricité Groupe E dans le canton de Neuchâtel.
Date de mise en service souhaitée	2020
Injection effective max. dans le réseau de transport (pronostic)	En cas de réalisation de la centrale thermique Cornaux 2: 450 MVA
» Puissance apparente [MVA]	420 MW
» Puissance active [MW]	
Prélèvement effectif max. du réseau de transport (pronostic)	230 MVA
» Puissance apparente [MVA]	210 MW
» Puissance active [MW]	

Évaluation du projet par Swissgrid:

Dans le cadre de la planification du réseau coordonnée, la configuration du réseau suivante au nord du Lac de Neuchâtel a été élaborée. Swissgrid est également d'avis que les extensions garantissent de manière optimale la satisfaction des besoins de transport du côté des gestionnaires du réseau de distribution, des exploitants de centrales et des CFF.

8.2.3.2. Raccordement au réseau de distribution «Froloo – Flumenthal»

Tableau 8.4: Brève description de l'installation «Froloo – Flumenthal»

J2: «Froloo – Flumenthal»	
Brève description de l'installation	Création d'un raccordement 220 kV «Froloo – Flumenthal» pour le raccordement à sécurité intrinsèque de la sous-station Froloo au réseau de transport. On observe des effets de synergie avec la ligne existante. À l'heure actuelle, deux lignes (Ormalingen & Lachmatt) sont raccordées à Froloo.
Justification du raccordement	Amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans l'agglomération de Bâle. Les deux systèmes existants (Ormalingen & Lachmatt) sont montés sur le même pylône, empêchant toute sécurité intrinsèque et toute redondance des tracés.
Nombre de raccordements	Renforcement des raccordements existants à partir de Froloo 220 kV par un champ 220 kV supplémentaire en direction de Flumenthal.
Date de mise en service souhaitée	Le troisième champ (nouvelle ligne aérienne «Froloo – Flumenthal») doit être mis en service en 2025.
Prélèvement installé du réseau de transport » Puissance apparente [MVA]	Pas de puissance supplémentaire, mais une garantie de la redondance du tracé pour la région Suisse du Nord-Ouest.

Évaluation du projet par Swissgrid:

Le projet crée un raccordement au réseau redondant à Froloo. À l'heure actuelle, l'agglomération de Bâle n'est approvisionnée que par le niveau de réseau 1 à partir de (JU) et de Froloo (BL). Le point d'injection 220 kV important de Froloo est relié au réseau de transport par une ligne en antenne de 8 km

8.2.3.3. Raccordement au réseau de distribution «Obfelden – Samstagern»

Tableau 8.5: Brève description de l'installation «Thalwil»

J3: «Obfelden – Samstagern» (Installation de Thalwil)	
Brève description de l'installation	Raccordement de deux transformateurs 220/110 (50) kV d'une puissance de 160 MVA et du réseau de distribution interrégional (50/110 kV).
Justification du raccordement	Le réseau 50 kV dans la région des communes de Freienbach / Pfäffikon SZ, Wädenswil, Horgen et Thalwil a atteint ses limites de charge. Dans le cadre de la modification de la tension en cours par l'Axpo avec les centrales cantonales / les bénéficiaires du raccordement au réseau, les lignes passeront de 50 kV à 110 kV. Cela implique un raccordement au réseau 220 kV à Thalwil, afin d'assurer à long terme la sécurité de l'approvisionnement au sud du Lac de Zurich (avec le réseau 110 kV). La sous-station de Thalwil a été reconstruite au milieu des années 90, et équipée de deux transformateurs 150 – 220 kV / 110 – 50 kV. À l'heure actuelle, la sous-station de Thalwil est raccordée au réseau de transport par une alimentation en antenne de 150-kV et un transformateur 220 / 150 kV au niveau de la sous-station Obfelden. Par ailleurs, une injection de secours de 150 kV existe à partir de la ligne ewz Samstagern – Frohalp (commande normale «ARRET»).
Nombre de raccordements	Deux zones de transformateurs.
Date de mise en service souhaitée	Immédiatement ou dès que la ligne 220 kV «Samstagern – Thalwil» sera réalisée.
Injection effective max. dans le RT (pronostic) » Puissance apparente [MVA] » Puissance active [MW]	Aucune alimentation en retour du réseau de distribution prévue.
Prélèvement installé du RT » Puissance apparente [MVA]	2 x 160 MVA
Prélèvement effectif max. du RT (pronostic) » Puissance apparente [MVA] » Puissance active [MW]	160 MVA 150 MW

Tableau 8.6: Brève description de l'installation «Waldegg»

J3: «Obfelden – Samstagern» (Installation de Waldegg)	
Brève description de l'installation	Raccordement de deux transformateurs 220 / 150 kV d'une puissance de 250 MVA, max. 280 MVA.
Justification du raccordement	Le réseau haute tension situé au sud du Lac de Zurich est principalement basé sur des structures héritées du passé. L'ewz (ektrizitätswerk der Stadt Zürich), la NOK et l'ancienne NOK Grid AG souhaitent depuis longtemps déjà renforcer le réseau, afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement de la ville de Zurich et de la région de Thalwil. Les CFF planifient également une injection au sud du nœud ferroviaire de Zurich. Dans ce contexte, une sous-station 220 / 150 kV doit être réalisée à Waldegg comme troisième nœud, après Auwiesen et Fällanden, à proximité de la ville. Cela permettra également de diminuer les nœuds de soutirage sur le réseau de transport vers la ville de Zurich, et donc d'améliorer la sécurité d'approvisionnement sans limiter les possibilités d'extension en cas d'augmentation de la charge à moyen terme. Elle permet également le raccordement nécessaire d'Axpo au réseau 220 kV à Thalwil.
Nombre de raccordements	Deux zones de transformateurs.
Date de mise en service souhaitée	Dès que la nouvelle sous-station de Waldegg aura été réalisée et sera alimentée par 220 kV.
Injection effective max. dans le RT (pronostic) » Puissance apparente [MVA] » Puissance active [MW]	Pas d'alimentation en retour du réseau de distribution prévue, car les transformateurs peuvent être équipés d'une régulation longitudinale et les flux de transit peuvent être coupés au niveau 150 kV.
Prélèvement installé du RT » Puissance apparente [MVA]	2 x 250 MVA (2 x 280 MVA) (Les transformateurs résistent à une charge max. de 280 MVA avec un refroidissement forcé).
Prélèvement effectif max. du RT (pronostic) » Puissance apparente [MVA] » Puissance active [MW]	185 – 270 MVA

Évaluation du projet par Swissgrid:

Le raccordement Sud de la ville de Zurich a été conçu avec les gestionnaires de réseau concernés (ewz et Axpo), les CFF et Swissgrid. Une planification du réseau cible intégrale (NR 3 – NE 1 et CFF) a été visée, permettant d'assurer la mission d'approvisionnement, même en cas de défaillance d'une ligne à deux circuits ou d'une sous-station.

Le projet permet le raccordement redondant au réseau de transport suisse des sous-stations 220 kV de Thalwil et Waldegg prévues.

8.2.4. «Déplacement du tracé Balzers»

La ligne actuelle de 220 kV a été construite en 1971 par la NOK (Nordostschweizerische Kraftwerke AG), entre «Bonaduz et Montlingen» et entre «Bonaduz et Winkeln». Lors de la planification de la ligne existante, pour des raisons militaires, il a été tenu compte du fait qu'un tracé limité au sol helvétique aurait entravé le rayon d'action des fortifications du Fläscherberg. Cette ligne est donc passée sur le territoire du Liechtenstein. À l'époque, le Liechtenstein a donné son accord sur le tracé. L'installation d'un nouveau câble a eu lieu en 2008. Le faisceau de câbles qui en résulte conduit à une augmentation de la capacité et à une diminution des pertes. La ligne a ainsi été préparée par son ancien propriétaire, NOK Grid, pour une exploitation à venir efficace avec 380 kV.

Une fois la transmission du réseau de NOK Grid AG à Swissgrid réalisée en 2014, le projet de mise à niveau de la ligne 220 kV pour une exploitation à 380 kV a été lancé. Pour le «déplacement de la ligne de Balzers», Swissgrid a recouru à un conseil consultatif constitué de représentants des autorités des communes touchées de Balzers (Principauté de Liechtenstein) et Fläsch (GR), ainsi que des groupes d'intérêt locaux. Se référant au fait que le droit d'expropriation suisse n'est pas applicable au Liechtenstein, la commune de Balzers a annoncé qu'elle ne renouvellerait pas le contrat de servitude conclu pour une

durée de 50 ans (et qui arrive à échéance en 2021). Il convient donc de démanteler la ligne avant l'échéance de la servitude et de la déplacer vers le territoire de la commune de Balzers.

Le «déplacement de Balzers» représente donc un projet critique du point de vue des délais. Un démantèlement de la ligne de Balzers d'ici 2021 pourrait avoir pour conséquence un déplacement provisoire, étant donné qu'un nouveau tracé n'est pas encore été développé.

8.3. Le «Réseau stratégique 2025»

Des projets de transport et de distribution présentés ci-dessus est né le «Réseau stratégique 2025». Celui-ci garantit l'élimination des principales congestions existantes et attendues, tout en évitant tout investissement inutile du point de vue technique ou économique. Pour Swissgrid, le «Réseau stratégique 2025» représente le réseau optimal pour l'économie suisse et pour la sécurité d'approvisionnement à long terme.

Partenaires fiables du réseau européen d'interconnexion, la Suisse et Swissgrid sont, aujourd'hui comme hier, prêtes à remplir de nouvelles missions de transport, tant que ces tâches n'occasionnent aucun préjudice économique. Divers projets font actuellement l'objet d'un examen au niveau européen. Les «Projects of Common Interest» (PCI) sont présentés au chapitre 8.4.

L'illustration suivante du «Réseau stratégique 2025» reprend tous les projets d'extension du réseau, ainsi que les quatre projets juridiquement motivés décrits au chapitre 8.2.

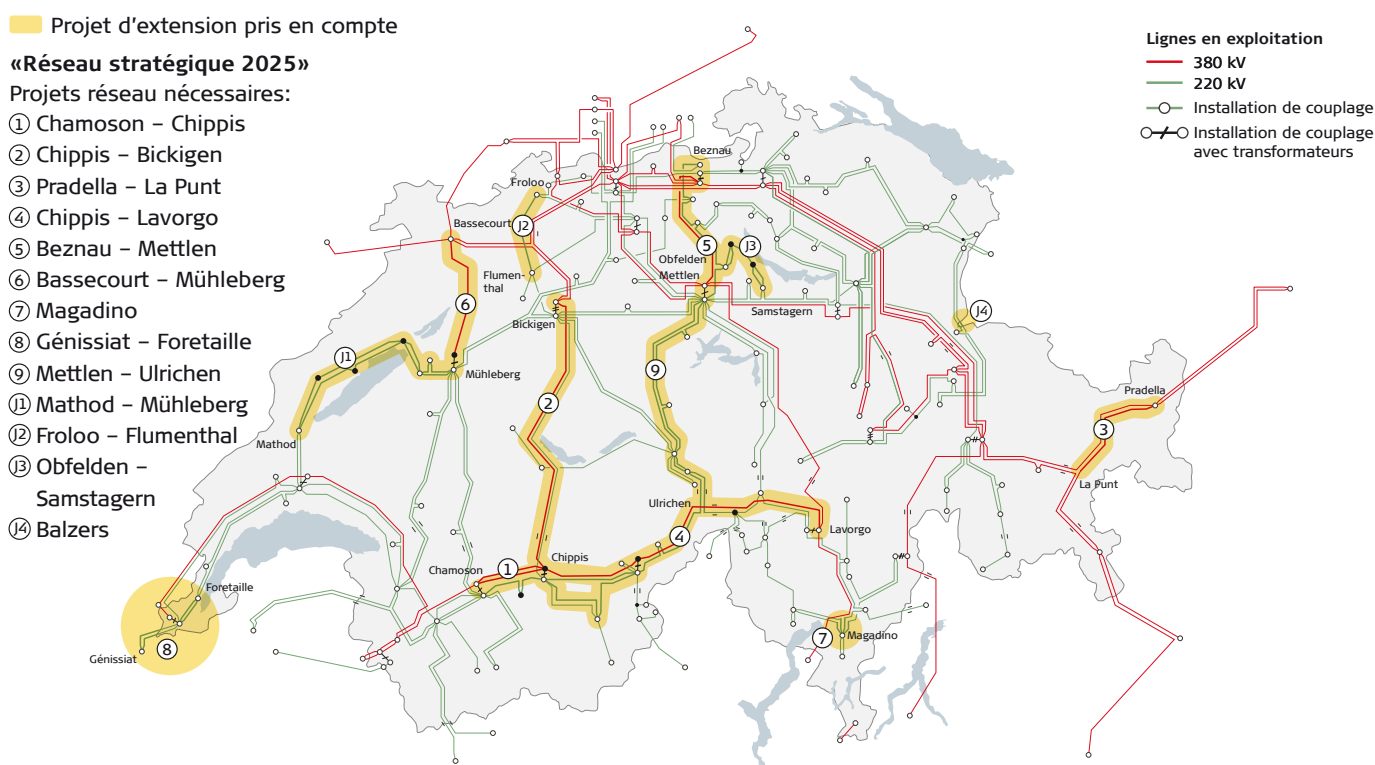


Illustration 8.1: Présentation du «Réseau stratégique 2025»

Les projets du «Réseau stratégique 2025» comptent au total 650 kilomètres de ligne, dont 125 km de lignes devant renforcer le réseau de distribution. Les neuf projets motivés par Swissgrid se répartissent selon le principe ORARE de la manière suivante:

- » Optimisation du réseau: 193 km;
- » Renforcement du réseau: 87 km;
- » Extension du réseau: 245 km;

La part d'extension du réseau ne compte donc que 245 km, ou 370 km si l'on tient compte des projets de raccordement au réseau, contre 270 km de lignes démantelées sur le réseau de transport et 145 km sur le réseau de distribution. Le «Réseau stratégique 2025» ne requiert donc aucun kilomètre de réseau supplémentaire sur les niveaux de réseaux 1 et 3.

Au niveau régional, l'extension du réseau continue de se concentrer sur la transformation et l'extension des tracés Nord-Sud existants, ainsi que sur le raccordement de la production du Valais aux grands centres de consommation du nord et de l'ouest de la Suisse. Les projets touchent les cantons suivants, parfois uniquement sur quelques kilomètres de ligne:

Tableau 8.7: Répartition régionale des kilomètres de ligne

Kilomètres de ligne	Valais	Berne	Argovie	Grisons	Obwald	Lucerne	Tessin	Genève	Zurich
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			
Total	165	158	50	49	19	40	23	11	10

8.4. Comparaison du «Réseau stratégique 2025» avec le «Réseau stratégique 2015»

L'illustration suivante présente un comparatif sommaire des mesures d'extension nécessaires du point de vue technique du «Réseau stratégique 2025» avec le «Réseau stratégique 2015» actuellement en vigueur.

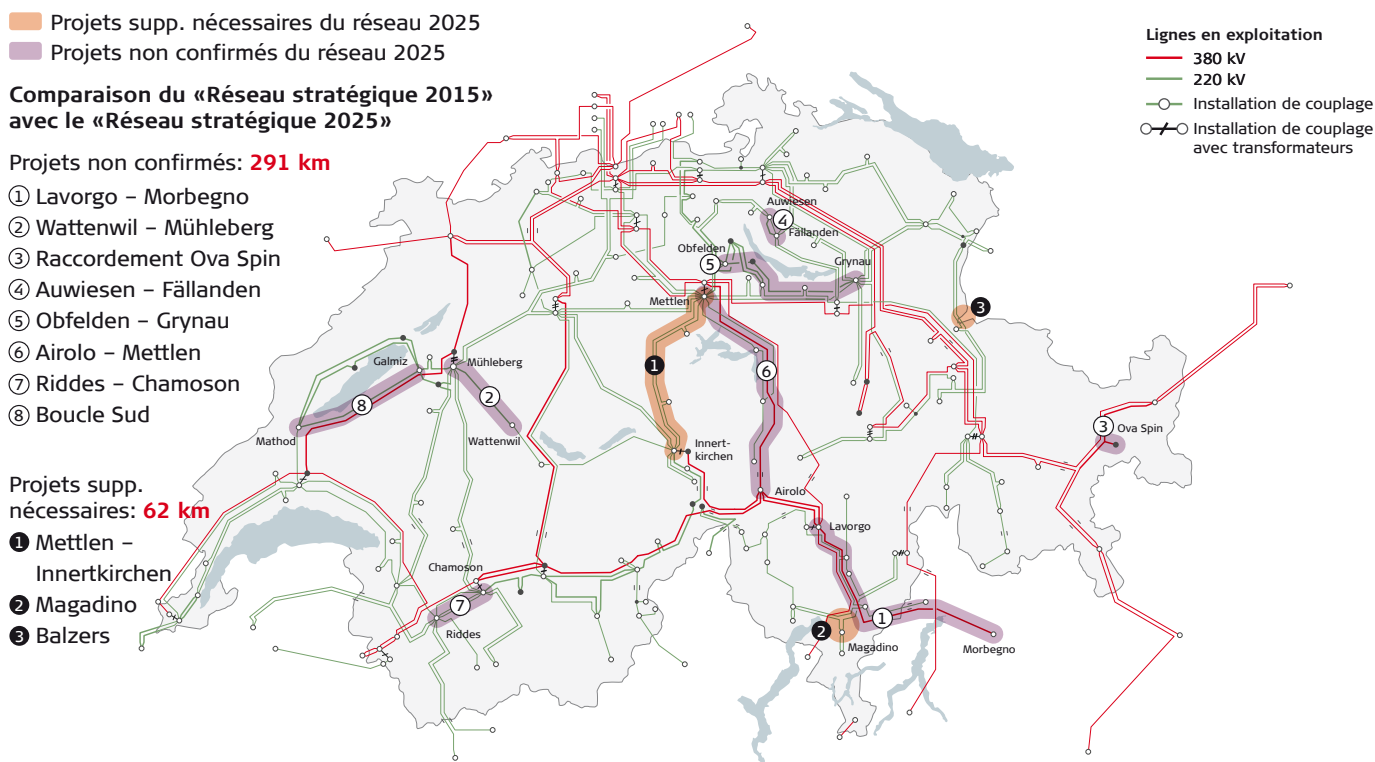


Illustration 8.2: Comparaison des mesures d'extension 2025 avec le «Réseau stratégique 2015»

Mesures d'extension non confirmées du «Réseau stratégique 2015» – Les projets du Réseau stratégique 2015 suivants ne font plus partie du «Réseau stratégique 2025»:

- » **«Lavorgo – Morbegno»**: ce projet avait pour but d'augmenter la capacité de transport vers l'Italie. Il a été suspendu dans le cadre de la planification du TYNDP, en collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport italiens, car il ne s'est pas avéré optimal du point de vue du transport. Au lieu de cela, l'activité de planification commune s'est concentrée sur d'autres projets, dont font partie les deux PCI «San Giacomo» et «Greenconnector», qui ne sont pas reconnus comme nécessaires ou judicieux du point de vue suisse dans le «Réseau stratégique 2025» (cf. chapitre 8.4).
- » **«Wattenwil – Mühleberg»**: ce projet a été développé dans le but de garantir à long terme l'approvisionnement en électricité régional dans la région de Berne. Du point de vue actuel cependant, suite à d'autres mesures de réseau mises en œuvre ou planifiées, la sécurité de l'approvisionnement dans l'agglomération de Berne est assurée par l'infrastructure 132 kV actuelle. Pour le transport dans la région d'Oberhasli, une alternative a été intégrée à la planification du réseau avec le projet 2, «Chippis – Bickigen».
- » **«Raccordement d'Ova Spin»**: le projet était prévu dans le cadre d'un deuxième système 380 kV pour «Pradella – La Punt», afin de remplacer la ligne 220 kV «Ova Spin» exploitée. Du point de vue du transport et sur la base des résultats des planifications

en cours, la solution en «T» est surdimensionnée et désavantageuse sur le plan opérationnel. Le raccordement 220 kV actuel sera exploité par la centrale d'Engadiner avec 110 kV (cf. descriptif du projet «Pradella – La Punt»).

- » **«Auwiesen – Fällanden»**: la modification de la tension de la ligne à deux circuits 220 kV existante a été prévue dans le but de renforcer le raccordement dans la région de Zurich Nord. En raison de la solution harmonisée pour Zurich Sud («Obfelden – Samstagern») et des enseignements du projet, ce renforcement n'est plus nécessaire. La connexion restera exploitée avec 1x 150 kV et 1x 220 kV, ce qui, selon les simulations du réseau pour 2025 et 2035, suffit à satisfaire aux besoins attendus en termes de réseau de transport et de réseau de distribution.
- » **«Obfelden – Thalwil – Grynau»**: la construction d'une nouvelle ligne aérienne 220 kV prévue entre Obfelden et Thalwil pour assurer la redondance de l'approvisionnement de Thalwil au lieu de la ligne aérienne 150/50 kV actuelle avait déjà été stoppée dans le cadre de la planification du réseau 2020. La mesure interrégionale optimisée «Obfelden – Samstagern», développée entre les gestionnaires de réseau de distribution et Swissgrid, a permis d'abandonner ce projet.
- » **«Mettlen – Airolo»**: ce projet a été planifié dans le cadre du projet «Lavorgo – Morbegno». À sa place, le projet «Mettlen – Ulrichen» a été développé comme traversée alternative des Alpes avec raccordement supplémentaire de la nouvelle centrale hydroélectrique alpine, qui complète de manière optimale le projet «Chippis – Lavorgo». Ce projet crée ainsi la condition nécessaire à une évolution possible de la ligne transfrontalière du col San Giacomo vers l'Italie (cf. chapitre 8.4).
- » **«Riddes – Chamoson»**: ce projet a été planifié dans le but d'augmenter le transport local. Avec la configuration du réseau prévue dans le Valais pour 2025, le renforcement de la ligne 220 kV dans les scénarios envisagés n'est plus nécessaire.
- » **«Boucle Sud»**: le projet a été planifié parallèlement au projet «Boucle Nord» (projet de réseau de distribution «Mathod – Galmiz») pour améliorer le raccordement de la Suisse romande à la Suisse alémanique. Selon les résultats obtenus lors des simulations du marché et du réseau, il s'avère que cette connexion 380 kV ne sera pas utile à l'horizon de 2035. La disparition de la planification de remplacement de la centrale nucléaire de Mühleberg a fortement désamorcé les besoins de transport de 380 kV dans la région. Par ailleurs, le transport 380 kV prévu vers la France n'est pas prévisible à long terme ni nécessaire du point de vue de la Suisse. Au lieu de cela, Swissgrid et Groupe E prévoient de poursuivre ensemble le développement de la configuration du réseau dans la région de Murten / Fribourg, dans le même périmètre de projet.

Les projets présentés ci-dessus sont stoppés et retirés des procédures en cours en concertation avec l'OFEN. Ce faisant, les conséquences de leur abandon sont évaluées et déterminées avec les partenaires concernés. Cela peut entraîner des coûts supplémentaires dans certains des projets mentionnés ci-dessus, bien que ceux-ci ne sont pas encore intégrés à la liste des coûts des investissements, comme expliqué au chapitre 9. Font notamment partie de ces coûts le démantèlement de pylônes et la réalisation d'éventuelles solutions alternatives nécessaires pour les partenaires impliqués. Sur la base de la planification concrète suivant la publication du «Réseau stratégique 2025», ceux-ci seront intégrés à la planification pluriannuelle suivante.

Dans le cadre de la planification continue du réseau, il n'est pas exclu que des projets de réseau soient à nouveau envisagés dans ces régions à l'avenir, suite à de nouvelles conditions-cadres ou à de nouvelles exigences en termes de transport. Leur nouvelle planification tiendrait alors compte des enseignements gagnés jusqu'ici.

Projets supplémentaires nécessaires dans le «Réseau stratégique 2025» – les deux projets suivants, nécessaires dans le cadre du «Réseau stratégique 2025», ne faisaient pas partie du «Réseau stratégique 2015»:

- » Le tronçon **«Mettlen – Innertkirchen»** du projet «Mettlen – Ulrichen»;
- » **«Magadino»**.

Par rapport au «Réseau stratégique 2015», le «Réseau stratégique 2025» présente donc un avantage en termes de kilomètres de ligne, puisque sur 291 kilomètres de ligne devenus inutiles, un total de 62 kilomètres de ligne supplémentaires est nécessaire tous projets confondus. En termes d'interventions sur le paysage (cartographie des pylônes), les réseaux se distinguent principalement dans la région de Berne / Fribourg / Yverdon, puisqu'il a été renoncé aux projets d'extension «Boucle Sud» et «Wattenwil – Mühleberg».

8.5. Projets PCI européens avec participation suisse

Outre les mesures d'extension du réseau mentionnées ci-dessus sur le sol helvétique, trois autres projets touchant le réseau suisse sont actuellement discutés au niveau européen. Dans le cadre du programme d'amélioration de l'infrastructure transeuropéenne (TEN-E) et du Règlement européen 347/2013, des projets d'intérêt européen commun (Projects of Common Interest, PCI) ont été développés.

Les PCI sont des projets promettant un avantage au niveau européen, mais dont le pays de réalisation du projet ne bénéficie pas automatiquement. Une part essentielle peut également incomber aux pays voisins. Le Règlement UE 347/2013 prévoit un équilibrage de charge entre les pays supportant une partie significative des coûts et les pays tirant le plus d'avantages de ces projets. Le principe de répartition des coûts en fonction du bénéfice tiré par les différents pays s'applique ici. En conséquence, Swissgrid continue de travailler activement à la concrétisation et à l'évaluation monétaire des trois PCI décrits ci-après.

8.5.1. «Mettlen – Verderio»

Le projet de liaison de courant continu (DC) de 1100 MW de Sils i.D. vers Verderio en Italie (appelé le «Greenconnector»), planifié par Worldenergy, augmente la capacité de transport entre l'Italie et la Suisse. Si l'on considère la situation actuelle en termes de capacités entre la Suisse et l'Italie, le projet n'est pas techniquement nécessaire pour la Suisse. Si cependant une augmentation des NTC vers l'Italie de 1100 MW est souhaitée sur le plan politique, ce projet peut s'avérer judicieux sur le plan technique. Il conviendrait alors de procéder à une analyse coût-bénéfice de l'investissement pour l'ensemble des parties prenantes et de régler la question du financement.

Ce faisant, il devrait être tenu compte des répercussions sur le réseau de transport actuel, et notamment entre Sils et Mettlen. Du point de vue technique, il convient de tenir compte de l'ensemble de la ligne de Mettlen à Verderio. Selon l'évolution des projets prévus dans l'espace européen proche de la Suisse², la ligne de Sils vers Mettlen peut gagner en importance au cours des années à venir. Étant donné que seuls les 5 km du tronçon de ligne «Tuggen» manquent encore à la ligne «Mettlen – Grynau» pour que celle-ci soit totalement équipée avec 380 kV, ce tronçon de ligne est poursuivi par Swissgrid indépendamment de toute décision relative au «Greenconnector». Le projet, suspendu dans le cadre de la procédure actuelle, est relancé, planifié en détail et réévalué dans le cadre de l'actualisation annuelle de la planification pluriannuelle, comme extension du «Réseau stratégique 2025».

8.5.2. «San Giacomo»

Ce projet a déjà été planifié dans le passé et déjà été partiellement réalisé. La ligne 380 kV à deux circuits a ainsi été construite à partir d'Airolo dans le Tessin jusqu'à la frontière italienne. La réalisation de la ligne 380 kV continue à deux circuits entre Chamoson (Valais) et Lavorgo (Tessin) permettrait de garantir le raccordement de cette ligne transfrontalière.

² Outre le «Greenconnector», ce tronçon est également très important dans le cadre d'une possible réalisation de l'interconnexion du Lac de Constance présentée au chapitre 8.4.3.

Si l'on considère la situation actuelle en termes de capacités entre la Suisse et l'Italie, le projet n'est pas techniquement nécessaire. À l'instar du projet «Mettlen – Verderio», ce projet ne serait judicieux que si une augmentation de 1100 MW des NTC vers l'Italie s'avérait judicieuse sur le plan technique.

8.5.3. «Interconnexion du Lac de Constance»

Une nouvelle liaison 380 kV de Rüthi en Suisse en direction de l'Autriche et de l'Allemagne augmenterait la capacité d'importation du nord en direction des Alpes (stockage) et de l'Italie (transit électrique). Du côté suisse, on optimiserait dans une première phase la connexion 220 kV avec la nouvelle sous-station à Rüthi. Le passage du circuit actuel de 220 kV à 380 kV serait techniquement possible, en tenant compte de l'ORNI.

Selon les hypothèses import/export (valeur NTC) d'ici 2025 à la frontière nord de la Suisse, un changement de la tension d'exploitation dans la région de Rüthi n'est pas encore nécessaire. Des analyses coût-bénéfice seront réalisées dans le cadre des concertations en cours avec les gestionnaires de réseau voisins afin de pouvoir établir une stratégie d'investissement commune.

8.5.4. Un «réseau stratégique 2025» élargi par les propositions de projet de l'UE

Outre les projets nécessaires à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, le «réseau stratégique 2025» élargi par les propositions de projet de l'UE comprend les trois PCI. Ce réseau sert de base aux discussions en cours au sein du réseau européen, auxquelles participe également la Confédération.

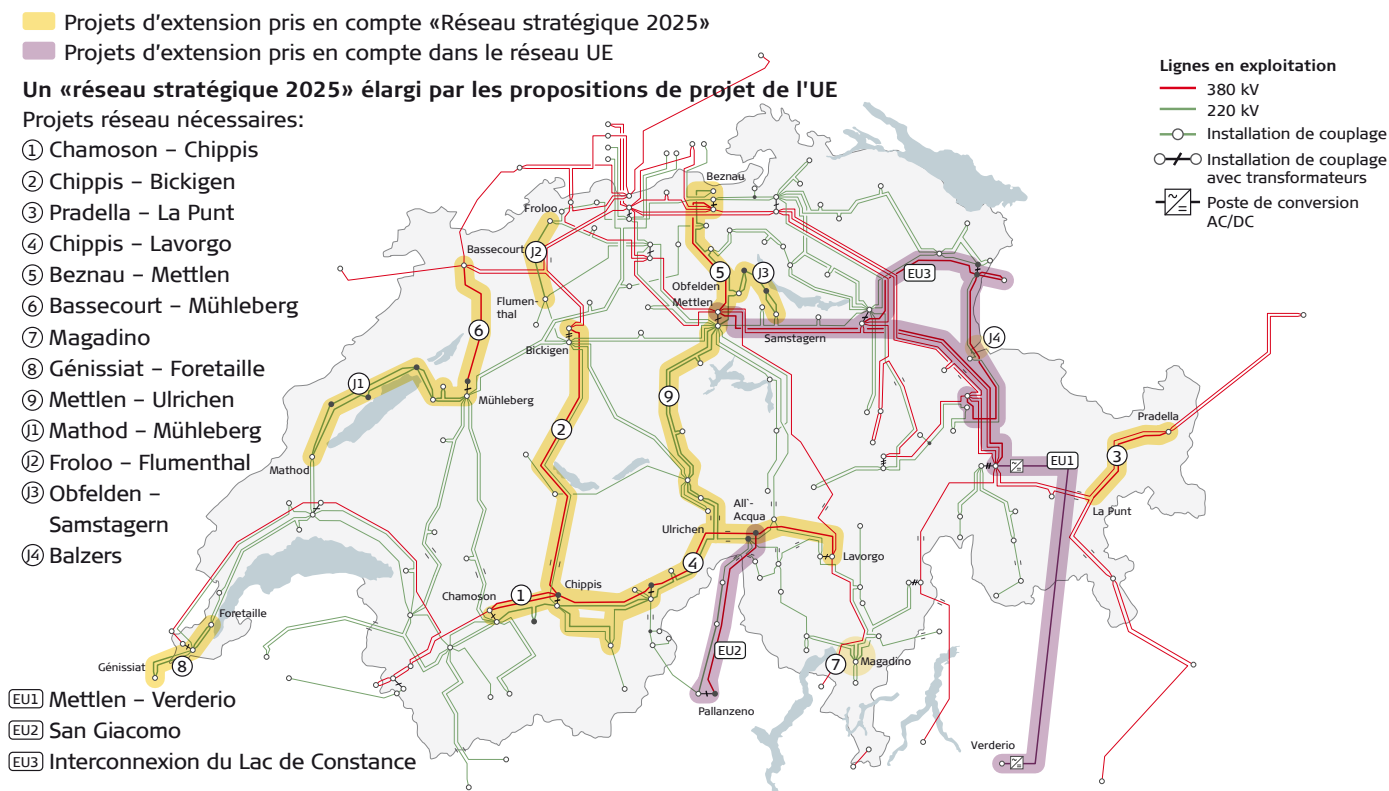


Illustration 8.3: Un «réseau stratégique 2025» élargi par les propositions de projet de l'UE

8.6. Appréciation finale des résultats disponibles de la planification du réseau

Comme présenté au chapitre 7, l'objectif de la planification du réseau est d'élaborer un réseau de transport efficace techniquement, de sécurité n-1, remplissant sa mission d'approvisionnement à venir de manière sûre et aussi optimale que possible en termes de coût, pour le bien de l'économie suisse. Lors de l'élaboration du «Réseau stratégique 2025», les aspects techniques, sociaux, environnementaux et économiques ont été examinés et comparés. Les analyses étaient structurées comme suit:

- » **Analyse de la situation de charge du réseau actuelle** (chapitre 2) – la situation de charge actuelle dans des conditions réelles sert de base à l'analyse de la planification du réseau. Les régions posant actuellement problème sur le réseau, ou les situations de charge du réseau fournissent de précieuses informations sur les limites de la capacité de transport du réseau suisse dans les conditions actuelles. Le «Réseau stratégique 2025» présente des mesures de réseau qui coïncident avec les régions névralgiques du réseau déjà observées actuellement (telles que l'exportation vers l'Italie, par exemple).
- » **Simulation technique du réseau avec tests de résistance et analyses de la sensibilité** (chapitre 5) – Les analyses techniques du réseau montrent que le «Réseau stratégique 2025» s'avère particulièrement robuste face à des modifications des conditions-cadres. Les deux scénarios clés 2025 révèlent des mesures de réseau similaires, nécessaires du point de vue technique. L'évolution de l'extension des grandes centrales en Suisse et des modifications importantes des interconnecteurs à l'étranger représentaient les principales incertitudes.
- » **Analyse coût-bénéfice multicritères des deux scénarios** (chapitre 7) – L'analyse économique multicritères pour le «Réseau stratégique 2025» s'avère légèrement moins robuste que les analyses techniques. Force est de constater que les mesures de réseau proposées s'avèrent positives ou, à tout le moins, supportables³ du point de vue de l'économie suisse. Comme présenté au chapitre 6, les hypothèses émises et la méthodologie appliquée entraînent plutôt une estimation conservatrice des mesures du réseau. Il faut s'attendre à ce que les mesures du réseau génèrent un bénéfice supplémentaire non encore présenté dans la présente planification, en cas de situations exceptionnelles (vagues de chaleur, année hydrologique abondante) et de persistance à long terme des différences de prix régionales pour le gaz naturel (notamment entre l'Allemagne et l'Italie). Si le niveau des prix de l'électricité est utilisé pour évaluer des pertes économisées au plan macro-économique, il ne l'est pas nécessairement dans les recettes provenant de la gestion des congestions et des mesures du réseau, car celles-ci reposent essentiellement sur les différences de prix et moins sur le niveau des prix de l'électricité.
- » **Évolution à long terme des exigences du réseau pour 2035** (chapitre 5.7) – les quatre scénarios 2035 confirment le bien-fondé du «Réseau stratégique 2025». Les 9 projets de réseau de transport s'avèrent stables, même dans les scénarios marginaux. Les trois projets de raccordement au réseau de distribution (J1 – J3) restent nécessaires en 2035 pour assurer l'approvisionnement régional. Cela vaut également dans le scénario «Sun», qui prévoit une injection d'énergie solaire très élevée dans certains cantons. Les simulations du réseau pour 2035 indiquent que des projets d'extension supplémentaires seront probablement plus ou moins nécessaires, selon le scénario. Il

3 Si le projet «Chippis – Lavorgo» est critique du point de vue purement économique, son bénéfice technique est très important.

s'agit notamment de la ligne transfrontalière «Kühmoos – Laufenbourg», qui remplacera la ligne 220 kV existante à partir de Laufenbourg, ainsi que du projet «Leventina +14» dans le Tessin qui, outre une augmentation de la capacité, comprend des optimisations complètes de l'infrastructure, déjà présentées au canton et aux parties prenantes. Dans le réseau «Sun», un renforcement du réseau serait en outre nécessaire du point de vue technique, en l'absence de capacité de stockage disponible.

Dans son présent rapport, Swissgrid définit en toute conscience un réseau axé sur les besoins d'aujourd'hui et des 10 années à venir. Cette approche diffère de planifications du réseau antérieures en ce sens qu'il ne s'agit plus, ici, d'une réaction préventive à des besoins à venir possibles, ayant servi de base au réseau de transport et de distribution actuel très maillé de la Suisse; Étant donné que l'avenir énergétique s'accompagne de nombreuses incertitudes et qu'une extension ou une transformation du réseau représente toujours, aussi, une atteinte au paysage, ce qui pèse sur la population sous divers aspects, Swissgrid mise sur une évolution du réseau répondant aux besoins et optimisée sur le plan économique.

Les tests de résistance effectués, les analyses de la sensibilité et les scénarios 2035 indiquent que le «Réseau stratégique 2025» élimine non seulement les congestions actuelles et à venir, mais est en mesure de résister aux conditions extrêmes et qu'il a été conçu dans une perspective à long terme. A contrario, cela signifie cependant aussi que le «Réseau stratégique 2025» doit être considéré comme une condition minimale en termes de planification du réseau, et que Swissgrid considère la réalisation de tous les projets contenus dans le «Réseau stratégique 2025» comme absolument indispensable.

Sur la base des analyses présentées ici, et compte tenu des incertitudes possibles au niveau des hypothèses et de la méthodologie, Swissgrid en conclue que:

Le «Réseau stratégique 2025» proposé est sûr du point de vue technique, judicieux du point de vue économique, robuste et durable, et donc capable d'assurer ses missions de transport attendues et de satisfaire en conséquence aux exigences juridiques pour les 10 années à venir. Il élimine toutes les congestions existantes sur le réseau et correspond entièrement à la stratégie réseau à long terme de Swissgrid.

Avec la présente planification stratégique transparente du réseau, Swissgrid souhaite donc également contribuer à un débat politique et social sur la question centrale de la pondération des missions du réseau de transport dans la planification du réseau à venir. Il convient notamment d'examiner les dilemmes suivants:

- » Comment conviendra-t-il de traiter la question des incertitudes du système énergétique et des hypothèses d'avenir très divergentes au niveau de la planification? Swissgrid peut-elle continuer à baser ses scénarios sur les sources spécialisées officielles (telles que l'OFEN pour la Suisse, l'ENTSO-E pour l'Europe), ou une mise à l'enquête publique est-elle souhaitée, comme il est envisagé de le faire pour la stratégie Réseaux électriques?
- » L'obligation légale de raccordement comprend-elle également la mise à disposition de capacités de réseau suffisantes pour permettre le transport de la production maximale des différentes centrales tout au long de l'année? Ou bien des restrictions temporaires permettant des extensions du réseau moins importantes sont-elles préférables?

- » Dans quelle mesure le réseau Swissgrid doit-il soutenir les échanges transfrontaliers d'électricité? La Suisse souhaite-t-elle rester une plaque tournante centrale en Europe à l'avenir également, ou accepte-t-elle des limitations régulières des capacités transfrontalières? Dans le premier cas: Qui finance les projets d'extension qui ne servent pas directement à l'économie suisse?
- » Dans quelle mesure l'approvisionnement de la Suisse en électricité doit-il être indépendant de l'étranger et quelles sont les investissements envisageables pour y parvenir? Les réservoirs remplis par pompage suisses doivent-ils être utilisés en priorité pour l'approvisionnement national à long terme? Si oui, quelles seront les conséquences en termes de facteurs-cadres / modèles de marché à venir?

Les réponses aux questions ci-dessus ont une incidence directe ou indirecte sur le besoin de réseau. Comme expliqué dans l'introduction du présent rapport, le «Réseau stratégique 2025» est basé sur des conditions et des hypothèses précises, devant faire l'objet d'un examen régulier quant à leur bien fondé et à leur évolution. Il s'agit notamment de contrôler, outre les modifications des conditions-cadres politiques et économique-énergétiques en Suisse et en Europe, la possibilité de réaliser les projets de lignes nécessaires au cours de la période d'observation de 10 ans. Swissgrid ne peut renoncer à une extension accrue du réseau que si elle a la possibilité de relancer les projets actuellement en suspens pour des raisons d'ordre économique.

Lors de sa planification, Swissgrid est consciente du fait que celle-ci comporte certaines incertitudes. Elle les contrôle donc régulièrement et les corrige le cas échéant. Cette mise à jour est basée sur deux procédures régulières, exécutées à une fréquence différente:

- » **Périodiquement (prochain cycle de planification prévu pour 2017)** – «planification stratégique du réseau» basée sur un cadre des scénarios défini pour la Suisse et pour l'Europe et qui détermine systématiquement le besoin à venir de réseau sur la base de la simulation du marché, du calcul du réseau et de l'analyse coût-bénéfice. De ce cycle de planification résulte le «Réseau stratégique 2028», contenu dans la planification pluriannuelle 2018.
- » **Annuellement** – planification pluriannuelle qui intègre les demandes de raccordement de centrales et de réseaux de distribution, évalue l'état d'avancement de la planification et, le cas échéant, adapte certaines mesures de planification du réseau en cas de modification des conditions-cadres pertinentes. Cette planification se concentre sur les écarts réel / prévisionnel par rapport à la planification de l'année précédente et sur les ajustements qui en découlent dans les projets, ainsi que sur les investissements nécessaires pour l'extension et la conservation du réseau. Pour les années ne comprenant pas de planification stratégique du réseau, la planification pluriannuelle comprend les éléments suivants:
 - » identification des modifications pertinentes pour la planification du réseau dans les hypothèses des scénarios conçus au cours du dernier cycle de planification stratégique;
 - » présentation d'écarts réel/prévisionnel pour les mesures de la dernière planification pluriannuelle;
 - » évaluation des modifications qui en découlent dans le réseau stratégique en vigueur (pour les planifications à venir, le «Réseau stratégique 2025»)
 - » actualisation du calendrier des investissements.

Le calendrier de l'actualisation annuelle de la planification pluriannuelle et de la planification stratégique du réseau est présenté dans le graphique ci-dessous. Les dates postérieures à 2018 dépendent de l'ancrage législatif de la «stratégie Réseaux électriques». Un nouveau cadre des scénarios économiques et énergétiques approuvé par le Conseil fédéral doit être élaboré sur la base du cadre macro-économique (évolution de la population, du PIB et de la branche, par exemple), des objectifs en matière de politique énergétique de la Confédération et du contexte international. Ce cadre des scénarios devra servir de base à Swissgrid et aux gestionnaires du réseau de distribution pour leur détermination des besoins. Swissgrid part de ces hypothèses pour ses simulations du marché et du réseau, et coordonne les résultats avec les autorités compétentes, conformément aux consignes de procédure en vigueur dans la «stratégie Réseaux électriques».

Cycles Planification stratégique du réseau

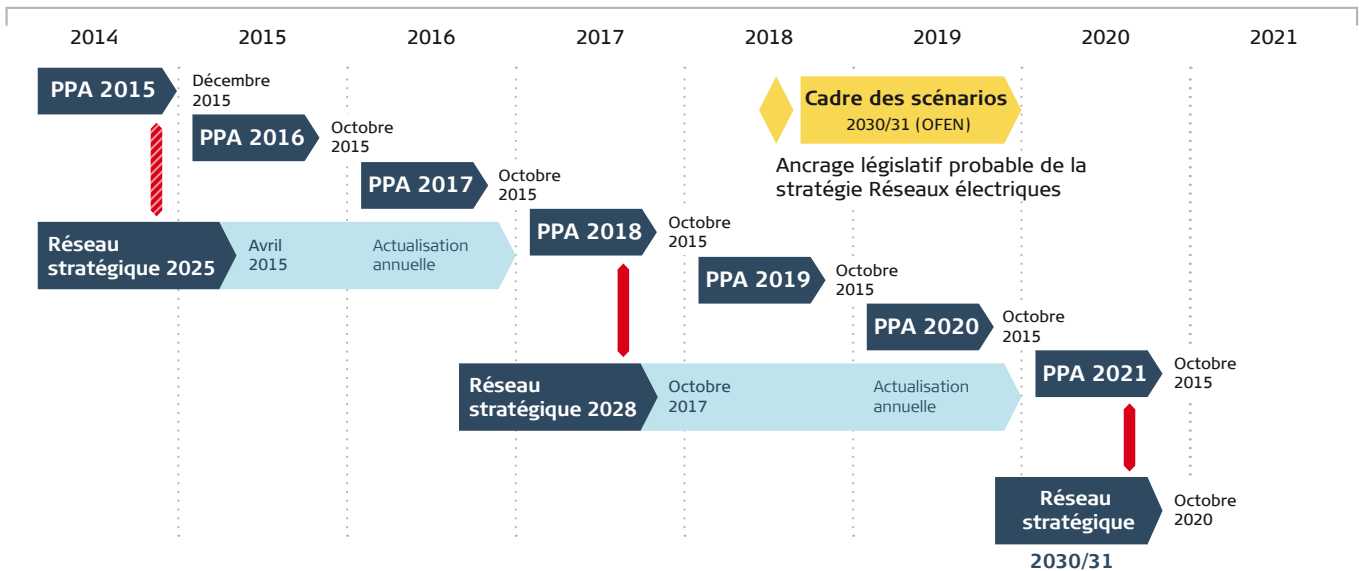


Illustration 8.4: : Cycles de la planification stratégique du réseau jusqu'à l'entrée en vigueur de la «stratégie Réseaux électriques»

À côté du réseau actuel, le présent «Réseau stratégique 2025» constitue la base de la planification des investissements réseau décrite ci-après.

9. Calendrier

des investissements liés au réseau 2015 – 2025

► **En bref:**

Pour la réalisation des mesures d'extension décrites pour le «Réseau stratégique 2025» et pour la conservation du réseau, Swissgrid prévoit des investissements liés au réseau à hauteur de 2,24 milliards de francs d'ici 2025. Ceux-ci ne couvrent pas les trois projets de raccordement au réseau de distribution, les investissements éventuels pour la réalisation des projets dits PCI, ni les coûts liés aux projets d'extension du «Réseau stratégique 2025» après 2025.

Au total, un peu plus de 1,4 milliard de francs doit être investi pour la réalisation de l'ensemble des projets d'extension du «Réseau stratégique 2025» (y compris des projets du réseau initial), et un autre milliard pour la conservation du réseau d'ici 2025. Si le coût des investissements prévus dans les mesures de transformation et d'extension du réseau d'ici 2035 est inférieur au coût initialement estimé dans le cadre du «Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050», cela est essentiellement dû à l'abandon de 8 projets du «Réseau stratégie énergétique 2015».

9.1. Classement des investissements

Le calendrier des investissements comprend les catégories de mesures pertinentes suivantes:

» **Mesures à l'étude** – cette catégorie comprend principalement des projets déjà intégrés au «Réseau stratégique 2015» et comprend la conservation du réseau et les mesures d'extension du réseau. Parmi les mesures d'extension du réseau identifiées, les mesures suivantes relèvent de cette catégorie:

- » «Chamoson–Chippis»
- » «Chippis–Bickigen»
- » «Pradella–La Punt»
- » «Chippis–Lavorgo»
- » «Beznau–Mettlen»
- » «Bassecourt–Mühleberg»
- » «Magadino»
- » «Mettlen–Ulrichen»

» **Investissements pour l'extension du réseau** – font partie de cette catégorie tous les investissements dans les mesures d'extension du réseau devant être réalisées dans le cadre de du Réseau 2025, en plus des mesures déjà à l'étude. Conformément à l'ORARE, cette catégorie comprend les » investissements dans l'optimisation du réseau (lignes et sous-stations);

- » investissements dans le renforcement du réseau (lignes et sous-stations);
- » investissements dans l'extension du réseau (lignes et sous-stations);

Elle couvre d'ici 2025 les investissements liés au projet «Génissiat – Foretaille» sur le sol helvétique, et le «déplacement du tracé Balzers»¹.

» **Investissements dans la conservation du réseau**² – cette catégorie couvre les

- » investissements dans les mesures de remplacement du réseau;
- » investissements dans les mesures de maintenance du réseau;
- » investissements liés au renouvellement des servitudes.

¹ Les frais généraux dans leur ensemble n'englobent pas les frais liés aux projets de raccordement au réseau. La planification détaillée des projets et la charge des frais doivent encore être réglées.

² Seuls les coûts des investissements non compris dans les coûts d'exploitation courants de Swissgrid sont représentés

9.2. Principes appliqués à la saisie des besoins en matière d'investissements

Le calendrier des investissements est régi par les principes suivants:

- » **Principe des «meilleures pratiques» pour les coûts budgétisés** – des valeurs attendues typiques sont utilisées tant pour les estimations de coûts que pour les délais de réalisation des mesures (coûts budgétisés). Les retards dus à des difficultés d'autorisation (procédures judiciaires, par exemple), ou à d'éventuelles couvertures préalables contre des modifications imprévues des coûts ne sont explicitement pas compris. L'exactitude des estimations diffère selon la phase de réalisation dans laquelle le projet se trouve.
- » Dans le cas de projets en stade précoce de phase d'étude, ainsi que pour les mesures qui ne se trouvent pas encore en phase de réalisation, les estimations des coûts budgétisés sont généralement basées sur les lignes aériennes (coûts spécifiques typiques en CHF/km).
- » Dans le cas de mesures à l'étude, dont la planification est déjà avancée et pour lesquelles des informations relatives aux solutions techniques envisagées (câblage partiel, par exemple) sont donc disponibles, les coûts calculés dans le cadre du projet sont utilisés.
- » **Niveau d'agrégation** – à des fins d'harmonisation des tableaux, tous les besoins en matière d'investissements sont agrégés en catégories de mesures, comme présenté au chapitre 9.1.
- » **Couverture des coûts chez Swissgrid** – seuls les besoins financiers de Swissgrid sont enregistrés. En cas de coopération avec des partenaires externes, par exemple, les besoins financiers de ces derniers ne sont pas comptabilisés.
- » **Délimitation dans le temps de l'observation** – pour les mesures d'extension du réseau, les besoins financiers rentables à partir du 1er janvier 2015 sont comptabilisés. Pour la conservation du réseau, tant les coûts des installations de réseau existantes (réalisation complète d'ici le 31 décembre 2014), que les coûts prévus dans le cadre de nouvelles installations de réseau, imputables entre 2015 et 2025, sont comptabilisés.
- » **Date du besoin en matière d'investissements** – les besoins en matière d'investissements de chaque année sont comptabilisés «selon l'avancement des travaux». Cela signifie par exemple que dans le cas d'une extension du réseau en 2015 dont les coûts totaux s'élèvent à 100 millions de francs, et dont les coûts se répartissent de manière uniforme jusqu'en 2018, un montant de 25 millions de francs est budgétisé chaque année entre 2015 et 2018. La présentation des comptes effective et les entrées de paiement réelles ne sont donc pas prises en compte.
- » **Unités des investissements** – tous les coûts sont exprimés en francs suisses réels (2014), c'est-à-dire sans tenir compte de l'inflation.
- » **Le «Réseau stratégique 2025» pris en compte dans les investissements de conservation du réseau** – la planification des investissements de conservation du réseau tient compte de la structure du réseau en 2025, ainsi que de l'ensemble des mesures d'extension du réseau.
- » **Cohérence avec l'analyse coût-bénéfice** – il est veillé à la cohérence entre les estimations des coûts totaux des projets et les estimations des coûts effectuées dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice. Des différences peuvent cependant survenir au niveau de la charge des frais, par exemple, puisqu'une estimation économique effectuée dans le cadre de l'analyse coût-bénéfice tient toujours compte des coûts totaux, sans se limiter à la quote-part de Swissgrid.

9.3. Vue d'ensemble des coûts totaux et calendrier des investissements liés au réseau 2015 – 2025

Le montant total des investissements nécessaires à la réalisation du «Réseau stratégique 2025», y compris des projets en phase de réalisation du réseau initial, ainsi que des investissements de conservation d'ici 2025 s'élève à 2,46 milliards de francs suisses. Ce chiffre ne différencie pas les investissements liés à l'extension du réseau des investissements liés à la conservation du réseau, car les «mesures à l'étude» comprennent, outre les extensions du réseau, également les mesures de conservation. Les coûts totaux des investissements de 2,46 milliards de francs suisses ne peuvent donc pas être directement comparés à ceux du «Message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050»³.

Grâce à l'abandon de divers projets contenus dans le «Réseau stratégique 2015», les investissements imputés aux projets d'extension (tels que les projets de construction de lignes du Message du Conseil fédéral) sont moins importants qu'initialement prévu pour 2035 dans le «Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050». Si ce dernier ne mentionne que les investissements attendus pour l'extension du réseau (entre 2,2 et 2,55 milliards de francs d'ici 2035), les coûts liés à la maintenance d'ici 2025 (ainsi que les frais d'investissement proportionnels des «mesures à l'étude») représentent un bon milliard de francs sur un total de 2,46 milliards.

³ Celui-ci mentionne que: «Les coûts des projets de construction de lignes du réseau de transport déjà définis en 2009 par le Conseil fédéral dans le cadre du réseau stratégique 2015 ainsi que ceux relatifs à son développement en perspective du réseau stratégique 2020 s'élèvent à environ 2 milliards de francs. Ces coûts sont indépendants de la Stratégie énergétique 2050. Selon la variante d'offre d'électricité choisie, les coûts supplémentaires du réseau de transport engendrés par la stratégie énergétique sont compris entre 0,2 et 0,55 milliard de francs d'ici à 2035 et entre 0,4 et 0,7 milliard de francs d'ici à 2050 en valeur non actualisée.»

Table 9.1: Investissements totaux pour le Réseau stratégique 2025

Catégories	Extension/conservation	Total (mio. de CHF) ^{T21}
Mesures à l'étude (d'ici 2025) ^{T22}	Extension du réseau	1 128
	Conservation du réseau	125
Mesures non encore à l'étude (d'ici 2025)	Extension du réseau	129
	Conservation du réseau	875
Investissement totaux «Réseau stratégique 2025» jusqu'en 2025	Extension du réseau	1 258
	Conservation du réseau	1 001
Investissements totaux «Réseau stratégique 2025», d'ici 2025		2 258
Investissements totaux «Réseau stratégique 2025» après 2025	Extension du réseau	202
	Conservation du réseau	0
Investissements d'extension «Réseau stratégique 2025», avec investissements après 2025		1 460
Investissements totaux «Réseau stratégique 2025», avec investissements après 2025		2 460

Étant donné que les simulations pour 2035 ne prévoient aucune autre extension massive du réseau, il faut s'attendre à ce que le besoin en matière d'investissement dans le cadre de l'extension du réseau tourne autour de 1,6 à 1,8 milliard de francs pour le réseau de transport d'ici 2035. Les résultats disponibles ne permettent pas d'estimer les coûts à long terme jusqu'en 2050.

À titre complémentaire, le tableau 9.2 suivant présente un aperçu général du calendrier des investissements pour la période 2015 – 2025, c'est-à-dire qu'il reprend uniquement les coûts des projets du «Réseau stratégique 2025» attendus d'ici 2025. Les chiffres se recoupent avec la planification financière à moyen terme de Swissgrid.

T21 Arrondis au million près (de francs suisses), c'est-à-dire que des différences d'arrondi peuvent apparaître dans l'addition.

T22 Annotation: De manière approximative, les «mesures à l'étude» sont réparties comme suit: Extension du réseau (90%) et Conservation du réseau (10%).

Tableau 9.2: Vue d'ensemble du calendrier des investissements 2015 – 2025

Investissements (en milliers de CHF)/an		2015	2016	2017	2018
1. Mesures à l'étude		181 742	283 610	214 561	79 197
	Lignes	81 692	167 705	107 789	44 905
	Sous-stations	100 050	115 905	106 772	34 293
2. Extension du réseau (total)		1 518	4 382	12 764	19 609
2.1. Optimisation du réseau					
	Lignes	0	0	0	0
	Sous-stations	117	446	603	1 071
2.2 Renforcement du réseau					
	Lignes	669	1 048	629	579
	Sous-stations	252	968	1 052	2 439
2.3 Extension du réseau					
	Lignes	0	0	0	0
	Sous-stations	480	1 920	10 480	15 520
3. Conservation du réseau (total)		43 221	53 761	67 245	74 176
3.1 Remplacement du réseau		3 069	12 194	26 828	35 296
	Lignes	0	0	41	124
	Sous-stations	3 069	12 194	26 787	35 172
3.2 Maintenance		20 060	20 880	20 880	20 880
2.2.1. Maintenance et inspection *)		-	-	-	-
2.2.2. Remise en état		20 060	20 880	20 880	20 880
3.3. Renouvellements de servitudes		11 465	12 000	12 000	12 000
2.3.1. Coûts administratifs *)		-	-	-	-
2.3.2. Indemnités		11 465	12 000	12 000	12 000
3.4. Autres projets		8 627	8 687	7 537	6 000
2.4.1. Signalétique de sécurité, modification du nom de la sous-station		2 627	2 687	1 537	-
2.4.2. Imprévus **)		6 000	6 000	6 000	6 000
Total		226 481	341 752	294 570	172 982

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

Pour la période de planification 2015 – 2025, Swissgrid prévoit des investissements liés au réseau totaux se chiffrant à 2,24 milliards de francs. Ceux-ci se composent des:

- » **Mesures à l'étude** – estimée à 1,25 milliard de francs, cette catégorie couvre la majeure partie des investissements. Une subdivision supplémentaire des investissements montre que 886,42 millions de francs sont prévus pour les lignes et 366,57 millions pour les sous-stations. Swissgrid signale que, selon les planifications actuelles, des frais seront encore imputables après 2025 pour le projet «Mettlen – Ulrichen» inclus dans le «Réseau stratégique 2025». En cas d'accélération possible de la procédure, certains frais pourraient incomber plus tôt⁴.
- » **Extension du réseau** – cette catégorie représente 109,93 millions de francs. Elle comprend toutes les sous-stations qui ne se trouvent pas encore dans la phase d'étude du projet, ainsi que les coûts du projet «Génissiat – Foretaille» ajouté au «Réseau stratégique 2025», et le «déplacement du tracé Balzers». Les phases de planification étant particulièrement longues pour les projets de lignes (en moyenne 12 à 15 ans), la majeure partie des frais ne sera imputable dans ce cas qu'après 2025: Outre les 15,3 millions de francs enregistrés d'ici 2025, 24 autres millions sont prévus après 2025. Pour les sous-stations, les coûts des investissements d'ici 2025 s'élèvent à 94,63 millions de francs.
- » **Remplacement du réseau** – pour le remplacement du réseau, Swissgrid prévoit 442,07 millions de francs d'ici 2025. Ici aussi, la majeure partie des coûts est imputable aux sous-stations. Le rapprochement des mesures de remplacement et des mesures d'extension pourrait en partie diminuer fortement le coût des investissements, notamment au niveau des projets de lignes.
- » **Renouvellement des servitudes** – pour cette catégorie, Swissgrid prévoit un montant annuel constant de 12 millions de francs dès 2016.
- » **Maintenance** – pour la maintenance, un bloc de coûts annuel de 21 millions de francs est prévu dès 2016.

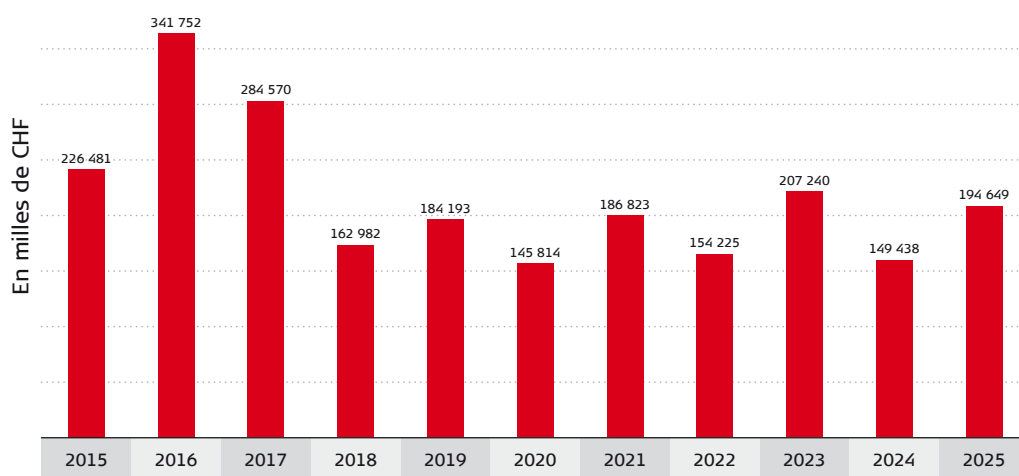


Illustration 9.1: Investissements liés au réseau (total) de 2015 à 2025

Au cours de cette période, un pic peut être observé dans les investissements totaux pour les années 2015 à 2017. Par la suite, les investissements varient jusqu'en 2025 entre 150 et 200 millions de francs.

⁴ L'actualisation annuelle de la planification pluriannuelle entraîne des modifications qui sont alors intégrées au cycle de planification suivant.

Le pic des trois années à venir est notamment dû à l'achèvement des installations de couplage en construction de Veytaux, Gösigen et Laufenbourg, ainsi qu'à la réalisation des projets de constructions de lignes en phase SIA de «Réalisation»

«Chamoson – Chippis» et «Mörel – Ulrichen». Par ailleurs, le projet «Nant de Drance», faisant partie du réseau initial 2015, (comprenant les postes de couplage Bâtiaz, Châtelard et la cavene de Nant de Drance, ainsi que les lignes correspondantes) et le poste de couplage de Romanel se trouvent dans la dernière étape avant la phase SIA de réalisation. Les appels d'offres sont en cours et certains contrats d'entreprise ont déjà été signés. Swissgrid réalise ce grand nombre de projets notamment avec l'aide de bureaux d'étude externes et de directeurs de projet relevant du maître d'œuvre, en sous-traitance pour les différents projets. Cela permet d'assurer la réalisation des projets prévus entre 2015 et 2017.

Annexe 1:

Bibliographie

Office fédéral de l'énergie (2013). Stratégie Réseaux électriques; concept détaillé dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 [en ligne]. Disponible sous: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_799448366.pdf&endung=Strategie%20Stromnetze;Detailkonzept%20im%20Rahmen%20der%20Energiesstrategie%20 2050

Office fédéral de l'énergie (2012). Stratégie énergétique 2050 [en ligne]. Disponible sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?dossier_id=05024&lang=en

Office fédéral de l'énergie (2012). Étude «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz. Disponible sous: <http://www.admin.ch/aktuell/00089/?lang=de&msg-id=44806>

Office fédéral de l'énergie (2007). Rapport final du groupe de travail Lignes de transport d'électricité et sécurité de l'approvisionnement [en ligne]. Disponible sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04481/index.html?lang=de&dossier_id=01192

Office fédéral de l'énergie et Office fédéral du développement territorial (2009). Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité [en ligne]. Disponible: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/>

Office fédéral de l'énergie (2015). Développement des réseaux – Stratégie Réseaux électriques (en ligne). Disponible sous: <http://www.bfe.admin.ch/netzentwicklung/index.html>

ENTSO-E (2013). Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects [en ligne]. Disponible sous: 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 [en ligne]. Disponible sous: 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 [en ligne]. Disponible sous: https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/140602_SOAF%202014-2030.pdf

ENTSO-E (2012). Ten-Year Network Development Plan 2012 [en ligne]. Disponible sous: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf

ENTSO-E (2014). Ten-Year Network Development Plan 2014 [en ligne]. Disponible sous: <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014.pdf>

Agence internationale de l'énergie (2013): World Energy Outlook 2013 (non accessibles au public gratuitement).

Meister, Urs (2013). Tournant énergétique: contre une démarche en cavalier seul – comment la Suisse devrait gérer le courant vert et les marchés de capacités. Publication d'Avenir Suisse [en ligne]. Disponible sous: http://www.avenir-suisse.ch/wp-content/uploads/2013/04/dp_kapazitaetsmarkt_as_2013.pdf

Prognos (2013). Perspectives énergétiques 2050: photovoltaïque Analyse de la sensibilité photovoltaïque [en ligne]. Disponible sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?dossier_id=05024&lang=en

Lois et ordonnances

RS 734.0 Loi fédérale du 24 juin 1902 concernant les installations électriques à faible et à fort courant (Loi sur les installations électriques, LIE, RS 734.0) du 24 juin 1902, version actuelle du 1er janvier 2008.

Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN, RS 451) du 1er juillet 1966, version actuelle du 1er septembre 2014.

Loi fédérale sur la protection de l'environnement (Loi sur la protection de l'environnement, LPE RS 814.01) du 7 octobre 1983, version actuelle du 1er juillet 2014.

Loi fédérale sur l'aménagement du territoire (Loi sur l'aménagement du territoire, LAT, RS 700) du 22 juin 1979, version actuelle du 1er mai 2014.

Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), RS 734.7) du 23 mars 2007, version actuelle 1er juillet 2012.

Loi sur l'énergie (LEne, RS 730.0) du 26 juin 1998, version actuelle du 1^{er} mai 2014.

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI, RS 734.71) du 14 mars 2008, version actuelle du 3 juin 2014.

Annexe 2:

Hypothèses des scénarios

La planification du réseau 2025 et l'analyse coût-bénéfice se basent principalement sur les hypothèses présentées ci-après pour les scénarios clés «On Track» et «Slow Progress 2025», ainsi que pour «Slow 2035». Ceux-ci sont principalement basés sur les perspectives énergétiques 2050¹ pour la Suisse, et sur les visions de l'ENTSO-E dans le cadre des TYNDP 2012 et 2014 pour l'Europe. Pour 2035, Swissgrid tient compte, outre des scénarios clés, de deux autres scénarios axés sur des modifications extrêmes pour le réseau de transport suisse. Il s'agit d'un côté du scénario «Sun», basé sur des données de l'Alliance-Environnement suisse, et de l'autre du scénario «Stagnancy», émettant l'hypothèse de prix de l'énergie plus faibles.

Hypothèses scénarios clés 2025

Tableau A.1: Informations générales sur les scénarios clés 2025

Nom des scénarios:	Scénario «On Track 2025» et scénario «Slow Progress 2025»
---------------------------	---

¹ Les perspectives énergétiques 2050 présentent les valeurs de la production annuelle, converties en puissance par Swissgrid pour la simulation du marché.

Tableau A.2: Hypothèses retenues sur les capacités installées (CH)

Hypothèses retenues sur les capacités installées:					
Scénarios 2025:		«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Région:	Source d'énergie	Capacité [MW]:		Capacité [MW]:	
Suisse	Solaire	3 500	Déduction basée sur les perspectives énergétiques 2050: Analyse de la sensibilité	1 800	Hypothèse Swissgrid
	Energie éolienne	710	Déduction basée sur stratégie énergétique 2050, variantes d'offres C et E	240	Déduction basée sur stratégie énergétique 2050, Variante d'offre E
	Autres énergies renouvelables	820		490	
	Autres énergies non renouvelables	790		690	
	Eau	18 510	Enquête EC	18 510	Enquête EC
	Gaz	0		0	
	Nucléaire	2 135		2 135	
	Pétrole	0	Non pertinent pour la Suisse	0	Non pertinent pour la Suisse
	Houille	0		0	
	Lignite	0		0	
ENTSO-E	parc de centrales	Rapport SO&AF, scénario B		Rapport SO&AF, scénario A	

Tableau A.3: Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC aux frontières suisses

Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC:					
Scénarios 2025:		«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Direction:		Capacité [MW]:		Capacité [MW]:	
Hiver (FR → CH):		3 200	NTC 2014	3 200	NTC 2014
Hiver (FR ← CH):		1 700	Slow Progress, hausse de 0,2 GW	1 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (DE → CH):		4 400	Slow Progress, hausse de 1 GW	3 400	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (DE ← CH):		6 100	Slow Progress, hausse de 0,6 GW	5 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (AT → CH):		1 000	Slow Progress, hausse de 0,1 GW	900	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (AT ← CH):		1 940	Slow Progress, hausse de 0,3 GW	1 640	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (IT → CH):		3 110	Slow Progress, hausse de 1,1 GW	2 010	+ 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
Hiver (IT ← CH):		5 540	Slow Progress, hausse de 1,1 GW	4 440	+ 2,1 GW pour les réservoirs remplis par pompage + 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
Eté (FR → CH):		3 000	NTC 2014	3 000	NTC 2014
Eté (FR ← CH):		1 700	Slow Progress, hausse de 0,2 GW	1 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Eté (DE → CH):		4 500	Slow Progress, hausse de 0,9 GW	3 600	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Eté (DE ← CH):		6 100	Slow Progress, hausse de 0,6 GW	5 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Eté (AT → CH):		1 100	Slow Progress, hausse de 0,2 GW	900	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Eté (AT ← CH):		1 940	Slow Progress, hausse de 0,3 GW	1 640	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Eté (IT → CH):		2 740	Slow Progress, hausse de 1,1 GW	1 640	+ 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
Eté (IT ← CH):		4 720	Slow Progress, hausse de 1,1 GW	3 620	+ 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
ENTSO-E		TYNDP 2012			

Tableau A.4: Hypothèses retenues sur les prix du CO₂ et des combustibles

Hypothèses retenues sur les prix du CO₂ et des combustibles:				
Scénarios 2025	«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Fourniture:	Prix [€/t]:		Prix [€/t]:	
CO ₂	50,7	WEO 2013, scénario 450, interpolé pour 2025	15,6	WEO 2013, scénario Current Policies, interpolé pour 2025
Scénarios 2025	«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Combustible:	Prix [€/GJ]:		Prix [€/GJ]:	
Nucléaire	0,38	Identique au TYNDP 2014	0,38	Identique au TYNDP 2014
Houille	3,1	WEO 2013, scénario 450, interpolé pour 2025	3,79	WEO 2013, scénario Current Policies, interpolée pour 2025
Lignite	0,44	TYNDP 2014	0,44	TYNDP 2014
Gaz	8,13	WEO 2013, Scénario 450, interpolée pour 2025	9,54	WEO 2013, scénario Current Policies, interpolée pour 2025
Huile légère	18,52	Déduction basée sur WEO 2013, scénario 450 et TYNDP 2014, interpolée pour 2025	24,23	Déduction basée sur WEO 2013, scénario Current Policies et TYNDP 2014, interpolée pour 2025
Huile lourde	10,94		14,31	
Huile de schiste	2,3	Identique au TYNDP 2014	2,3	Identique au TYNDP 2014

Tableau A.5: Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe

Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe:				
Scénarios 2025	«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Consommation:	[TWh/an]:		[TWh/an]:	
Suisse	61,5	OFEN Stratégie énergétique 2050, scénario NPE, complété des pertes	67,2	OFEN Stratégie énergétique 2050, scénario PPA, complété des pertes
Europe	Interpolation de 2012 et TYNDP 2014 vision 3		Interpolation de 2012 et TYNDP 2014 Vision 1	
Potentiel de déplacement de charge supposé (DSM)				
Période	% charge maximale		% charge maximale	
Nuit d'été	0	Hypothèse Swissgrid	0	Hypothèse Swissgrid
Jour d'hiver	0		0	

Tableau A.6: Hypothèses CBA retenues sur l'évaluation des projets

Hypothèses CBA retenues – hypothèses pour l'évaluation de projets:		
Paramètres:	Hypothèse:	Hypothèse basée sur:
Méthodologie et/ou valeur pour l'évaluation des pertes de réseau	Valeurs horaires du €/MWh de la simulation du marché	Swissgrid (résultat de la simulation du marché)
Taux d'escompte	3%	Etude de l'EPFL (2006) pour l'Office fédéral des routes; ACER
Paramètres:	Période d'observation [années]:	Hypothèse basée sur:
Sous-stations	30	Swissgrid (approche conservatrice sur la base des durées d'amortissement Swissgrid)
Lignes	40	Swissgrid (approche conservatrice sur la base des durées d'amortissement Swissgrid)

Hypothèses scénarios clés 2035

Tableau A.7: Informations générales sur les scénarios clés 2025

Nom des scénarios:	Szenario «On Track 2035» und Szenario «Slow Progress 2035»
---------------------------	--

Tableau A.8: Hypothèses retenues sur les capacités installées

Hypothèses retenues sur les capacités installées:					
Scénarios 2035:		«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Region:	Source d'énergie:	Capacité [MW]:		Capacité [MW]:	
Suisse	Solaire	7 000	Déduction des perspectives énergétiques 2050: analyse de la sensibilité photovoltaïque	2 600	Hypothèse Swissgrid
	Energie éolienne	1 170	Déduction basée sur stratégie énergétique 2050, variantes d'offres C&E	510	Déduction basée sur stratégie énergétique 2050, variante d'offre E
	Autres énergies renouvelables	1 352		620	
	Autres énergies non renouvelables	1 045		910	
	Eau	20 161	Interrogation des GC	18 510	Enquête EC
	Gaz	0		0	
	Nucléaire	0		2 135	
	Pétrole	0	Non pertinent pour la Suisse	0	Non pertinent pour la Suisse
	Houille	0		0	
	Lignite	0		0	
ENTSO-E	Parc de centrales (sauf solaire et éolien)	TYNDP 2014, Vision 3		TYNDP 2014, Vision 1	
	Solaire et éolien	TYNDP 2014, Vision 4		TYNDP 2014, Vision 1 (légèrement adapté)	

Tableau A.9: Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC

Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC:					
Scénarios 2035:		«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Direction:		Capacité [MW]:		Capacité [MW]:	
Hiver (FR → CH):		3 200	NTC 2014	3 200	NTC 2014
Hiver (FR ← CH):		1 700	NTC 2014	1 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (DE → CH):		4 400	Slow Progress 2025, hausse de +1 GW	3 400	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (DE ← CH):		6 100	Slow Progress 2025, hausse de +0,6 GW	5 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (AT → CH):		1 000	Slow Progress 2025, hausse de +0,1 GW	900	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (AT ← CH):		1 940	Slow Progress 2025, hausse de +0,3 GW	1 640	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Hiver (IT → CH):		3 110	Slow Progress 2025, hausse de +1,1 GW	2 010	+ 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
Hiver (IT ← CH):		5 540	Slow Progress 2025, hausse de +1,1 GW	4 440	+ 2,1 GW pour les réservoirs remplis par pompage TSO
Été (FR → CH):		3 000	NTC 2014	3 000	NTC 2014
Été (FR ← CH):		1 700	Slow Progress 2025, hausse de +0,2 GW	1 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Été (DE → CH):		4 500	Slow Progress 2025, hausse de +0,9 GW	3 600	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Été (DE ← CH):		6 100	Slow Progress 2025, hausse de +0,6 GW	5 500	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Été (AT → CH):		1 100	Slow Progress 2025, hausse de +0,2 GW	900	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Été (AT ← CH):		1 940	Slow Progress 2025, hausse de +0,23 GW	1 640	Clé de répartition Swissgrid pour la région DACH
Été (IT → CH):		2 740	Slow Progress 2025, hausse de +1,1 GW	1 640	+ 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
Été (IT ← CH):		4 720	Slow Progress 2025, hausse de +1,1 GW	3 620	+ 0,2 GW sur la base des accords entre TSO
ENTSO-E		TYNDP 2014			

Tableau A.10: Hypothèses retenues sur les prix du CO₂ et des combustibles

Hypothèses retenues sur les prix du CO₂ et des combustibles:				
Scénarios 2035	«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Fourniture:	Prix [€/t]:		Prix [€/t]:	
CO ₂	97,5	WEO 2013, scénario 450	23,4	WEO 2013, scénario Current Policies
Scénarios 2035	«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Combustible:	Prix [€/GJ]:		Prix [€/GJ]:	
Nucléaire	0,38	Identique au TYNDP 2014	0,38	Identique au TYNDP 2014
Houille	2,45	WEO 2013	3,92	WEO 2013
Lignite	0,44	TYNDP 2014	0,44	TYNDP 2014
Gaz	7,02	WEO 2013	10,35	WEO 2013
Huile légère	17,31	Déduction basée sur WEO 2013, scénario 450 et TYNDP 2014	25,83	Déduction basée sur WEO 2013, scénario Current Policies et TYNDP 2014
Huile lourde	10,22		15,25	
Huile de schiste	2,3	Identique au TYNDP 2014	2,3	Identique au TYNDP 2014

Tableau A.11: Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe

Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe:				
Scénarios 2035	«On Track»	Hypothèse basée sur:	«Slow Progress»	Hypothèse basée sur:
Consommation:	[TWh/an]:		[TWh/an]:	
Suisse	59,3	OFEN Stratégie énergétique 2050, scénario NPE, complété des pertes	69,8	OFEN Stratégie énergétique 2050, scénario PPA, complété des pertes
Europe	TYNDP 2014 vision 3 de l'ENTSO-E, légèrement adapté		TYNDP 2014 vision 1 de l'ENTSO-E, légèrement adapté	
Potentiel de déplacement de la charge supposé (DSM)				
Périodes	% charge maximale saisonnière		% charge maximale saisonnière	
Nuit d'été	2%	Étude réalisée sur mandat de l'OFEN «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz» de 2012	0	Hypothèse Swissgrid
Jour d'hiver	8%		0	

Tableau A.12: Hypothèse CBA retenues sur l'évaluation des projets

Hypothèse CBA retenues sur l'évaluation des projets:		
Paramètres:	Hypothèse:	Hypothèse basée sur:
Méthodologie et/ou valeur pour l'évaluation des pertes de réseau	Valeurs horaires €/MWh de la simulation du marché	Calcul Swissgrid
Taux d'escompte	3% (sensibilité 4%)	Etude de l'EPFL (2006) pour l'Office fédéral des routes; recommandations de l'ACER
Paramètres:	Période d'observation [années]:	Hypothèse basée sur:
Sous-stations	30	Période d'amortissement Swissgrid pour les constructions de sous-stations et la puissance primaire; rapprochement avec les recommandations de l'ACER et de l'ENTSO-E
Lignes	40	Période d'amortissement Swissgrid pour les lignes, moins 15 ans (approche conservatrice); rapprochement avec les recommandations de l'ACER, de l'ENTSO-E

Hypothèses des scénarios marginaux (2035)

Tableau A.13: Informations générales sur les scénarios marginaux 2035

Nom des scénarios:	Scénario «Sun 2035» et scénario «Stagnancy 2035»
---------------------------	--

Tableau A.14: Hypothèses retenues sur les capacités installées:

Hypothèses retenues sur les capacités installées:					
Scénarios 2035:		«Sun»	Hypothèse basée sur:	«Stagnancy»	Hypothèse basée sur:
Région	Source d'énergie:	Capacité [MW]:		Capacité [MW]:	
	Solaire	15 631	Donnés Alliance env.	1 800	Slow Progress 2025
	Eolien	1 502		240	
	Autres énergies renouvelables	2 634		489	
	Autres énergies non renouvelables	-		687	
	Eau	16 857		18 510	
	Nucléaire	0		2 135	
	Gaz	0		0	
	Pétrole	0	Non pertinent pour la Suisse	0	Non pertinent pour la Suisse
	Houille	0		0	
	Lignite	0		0	
ENTSO-E	Parc de centrales (sauf solaire et éolien)	TYNDP 2014, vision 3		Hypothèse Swissgrid	
	Solaire et éolien	TYNDP 2014, vision 4			

Tableau A.15: Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC

Hypothèses retenues sur les valeurs des NTC:					
Scénarios 2035:		«Sun»	Hypothèse basée sur:	«Stagnancy»	Hypothèse basée sur:
Direction:		Capacité [MW]:		Capacité [MW]:	
Hiver (FR → CH):		3 200	Scénario «Slow Progress 2025»	3 200	Scénario «Slow Progress 2025»
Hiver (FR ← CH):		1 500		1 500	
Hiver (DE → CH):		3 400		3 400	
Hiver (DE ← CH):		5 500		5 500	
Hiver (AT → CH):		900		900	
Hiver (AT ← CH):		1 640		1 640	
Hiver (IT → CH):		2 010		2 010	
Hiver (IT ← CH):		4 440		4 440	
Été (FR → CH):		3 000		3 000	
Été (FR ← CH):		1 500		1 500	
Été (DE → CH):		3 600		3 600	
Été (DE ← CH):		5 500		5 500	
Été (AT → CH):		900		900	
Été (AT ← CH):		1 640		1 640	
Été (IT → CH):		1 640		1 640	
Été (IT ← CH):		3 620		3 620	
ENTSO-E		TYNDP 2014		TYNDP 2012	

Tableau A.16: Hypothèses retenues sur les prix du CO₂ et des combustibles

Hypothèses retenues sur les prix du CO₂ et des prix combustibles:				
Scénarios 2035	«Sun»	Hypothèse basée sur:	«Stagnancy»	Hypothèse basée sur:
Fourniture:	Prix [€/t]:		Prix [€/t]:	
CO ₂	80	Données de l'Alliance-Environnement	5,76	Prix 2014
Scénarios 2035	«Sun»	Hypothèse basée sur:	«Stagnancy»	Hypothèse basée sur:
Combustible:	Prix [€/GJ]:		Prix [€/GJ]:	
Nucléaire	0,38	Identique au TYNDP 2014	0,38	Identique au TYNDP 2014
Houille	5,4	Rapport prix du lignite / de la houille comme dans les scénarios du TYNDP 2014	2,6	Prix 2014
Lignite	0,44	TYNDP 2014	0,44	TYNDP 2014
Gaz	14,7	Rapport prix du lignite / de la houille comme dans les scénarios du TYNDP 2014	6	Prix 2014
Huile légère	20,28	Déduction basée sur les données «Sun» (20.28 €/GJ) et TYNDP 2014	13,56	Déduction basée sur prix 2014 et TYNDP 2014
Huile lourde	11,97		8,03	
Huile de schiste	2,3	Identique au TYNDP 2014	2,3	Identique au TYNDP 2014

Tableau A.17: Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe

Hypothèses retenues sur la consommation en Suisse et en Europe:				
Scénarios 2035	«Sun»	Hypothèse basée sur:	«Stagnancy»	Hypothèse basée sur:
	Consommation [TWh/an]:		Consommation [TWh/an]:	
Suisse	62,8	Hypothèse de l'Alliance-Environnement, complétée des pertes	66,1	Hypothèse Swissgrid (env. 5% sous «Slow Progress 2025»)
Europe	En concertation avec l'Alliance-Environnement, sur la base du TYNDP 2014 vision 3 de l'ENSO-E, légèrement adapté		Hypothèse de Swissgrid Consommation 2013 +2%	
Potentiel de déplacement de la charge supposé (DSM)				
Période	% charge maximale		% charge maximale	
Nuit d'été	9,7%	Hypothèse de	0	Hypothèse Swissgrid
Jour d'hiver	9,7%	l'Alliance-Environnement	0	

Swissgrid SA

Dammstrasse 3
Postfach 22
CH-5070 Frick

Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg

Route des Flumeaux 41
CH-1008 Prilly

Téléphone +41 58 580 21 11
Fax +41 58 580 21 21

info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch