

Rapport technique final du projet «Réseau stratégique 2040» (Partie A) et optimisation du processus de développement du réseau (Partie B)

Date 30 avril 2025

Contenu

1	Executive Summary	4
1.1	Délimitation du projet RS2040	7
1.2	Résumé des résultats du RS2040	8
2	Introduction	9
2.1	De nouveaux défis	9
2.2	Réseau stratégique	11
2.3	Structure du rapport	11
3	Base de données pour la planification du réseau	12
3.1	Scénario-cadre pour la Suisse	13
3.2	Processus de régionalisation	15
3.2.1	Régionalisation par technologie de production et groupe de consommateurs	17
4	Définition du réseau initial 2040	24
5	Création du réseau de référence	29
5.1	Méthodologie avec simulations du marché/du réseau	30
5.2	Simulation du marché	31
5.2.1	Résultats des simulations du marché	31
5.2.2	Besoin de développement du réseau transfrontalier sur la base du SC CH	41
5.2.3	Besoin de développement du réseau en Suisse sur la base du SC CH	41
5.3	Besoin de développement du réseau pour augmenter la sécurité d’approvisionnement	47
5.4	Candidats au regroupement pour une meilleure utilisation de l’espace limité	48
5.4.1	Regroupements déjà existants et décidés	49
5.4.2	Potentiel de regroupement identifié	51
5.5	Principes s’appliquant au développement du réseau	52
5.6	Réseau de référence 2040	52
6	Création du réseau cible 2040	53
6.1	Coordination avec les GRD et les GRT étrangers	55

6.2	Analyse coûts/bénéfices	56
6.3	Fiches de projet	57
6.3.1	Explication de la structure et du contenu d'une fiche de projet	57
6.3.2	Description de projets du réseau cible	59
6.3.3	Description des projets nécessitant des études	64
6.4	Contrôle du réseau cible au moyen de tests de résistance	66
6.4.1	Analyse (n-1)	66
6.4.2	Défaillances multiples	66
6.4.3	Analyse de tension	67
7	Résultats, conclusions, prochaines étapes	67
7.1	Résultats et conclusions	67
7.2	Études consécutives à l'élaboration du RS2040	68
8	Glossaire et abréviations	68
8.1	Glossaire	68
8.2	Abréviations	70
9	Propositions proactives pour optimiser davantage le processus de développement du réseau	73
10	Vision pour le réseau de demain – au-delà du RS2040	74
11	Prochaines étapes vers le réseau de demain	77
12	Liste des illustrations	79

Partie A:
Rapport technique final du projet «Réseau stratégique 2040»

1 Executive Summary

La planification du développement du réseau de transport est une tâche stratégique centrale de Swissgrid. Cette planification est réalisée dans le cadre du projet Réseau stratégique 2040.

Swissgrid a déterminé les nouveaux besoins de développement du réseau de transport avec le Réseau stratégique 2040 (RS2040) en s'appuyant sur les projets du RS2025 et en tenant compte du scénario-cadre Suisse (SC CH) (années cibles 2030/2040) mis au point pour la première fois en 2021 par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et adopté par le Conseil fédéral en 2022.

Les résultats du projet visant à élaborer le RS2040 montrent que les hypothèses et les conclusions du RS2025 ont permis d'atteindre l'objectif fixé et de créer un réseau robuste. Le scénario-cadre que Swissgrid avait élaboré pour le RS2025 a fait ses preuves malgré quelques évolutions imprévues. Entre 2015 et 2023, l'échange d'électricité et l'utilisation de la puissance installée des lignes transfrontalières ont évolué dans le cadre des scénarios adoptés. Seule l'évolution du prix de l'électricité a atteint des sommets inattendus en 2022 en raison de la crise énergétique.

La confirmation des résultats du RS2025 se traduit notamment par la quasi-absence de surcharge constatée lors de l'application des scénarios du SC CH au réseau initial 2040. La mise en œuvre des projets visant à réaliser le réseau initial 2040 reste donc d'une importance capitale. L'illustration suivante montre le réseau initial 2040 et met en évidence les projets décidés mais pas encore réalisés et ce qui est à leur origine. Outre les projets du RS2025, les autres projets se basent sur les demandes de raccordement d'utilisatrices et d'utilisateurs du réseau, le programme de remplacement des transformateurs de Swissgrid, des transformateurs supplémentaires pour le renforcement du réseau, le Studio Generale au Tessin et une étude de réseau avec l'Allemagne. En outre, des installations de compensation vont être implantées sur le réseau d'ici à 2040 (non représentées sur l'image) afin de résoudre les problèmes de puissance réactive.

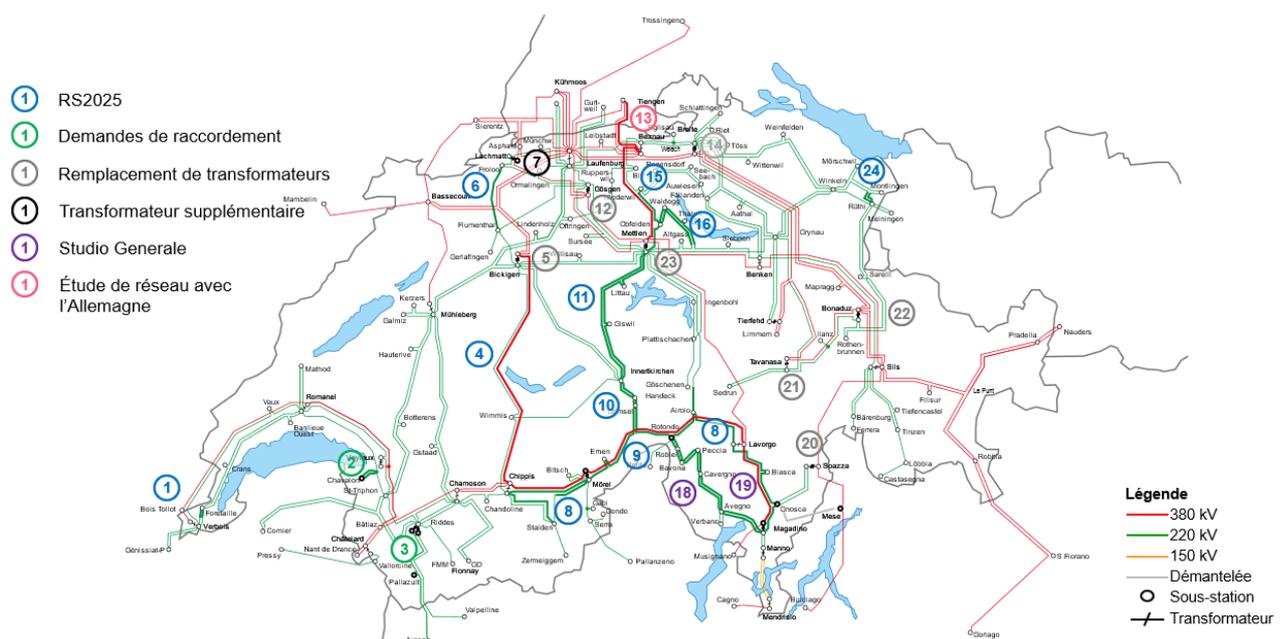


Illustration 1: Réseau initial 2040 et les projets encore nécessaires pour le compléter

Les objectifs suivants ont été atteints dans le cadre du projet RS2040:

- Création d'une base de données solide pour l'année 2040: étant donné que le SC CH ne contient que des valeurs cibles nationales, mais qu'il manque la répartition régionale pour les nœuds électriques du niveau de réseau 1, Swissgrid a créé un groupe de travail de la branche qui a élaboré la méthode de

régionalisation au cours de dix ateliers, puis l'a mise en œuvre pour la première fois. Les différences entre les scénarios établis par Swissgrid en 2014 pour le RS2025 (année cible 2035) et les scénarios issus du SC CH pour l'année cible 2040 sont présentées dans l'illustration suivante. Il s'avère que la majeure partie des hypothèses formulées à l'époque par Swissgrid pour le RS2025 se situent dans les limites des SC CH pour 2040. Seule l'augmentation de la puissance photovoltaïque ainsi que des importations n'a pas été supposée dans cette ampleur en 2014.

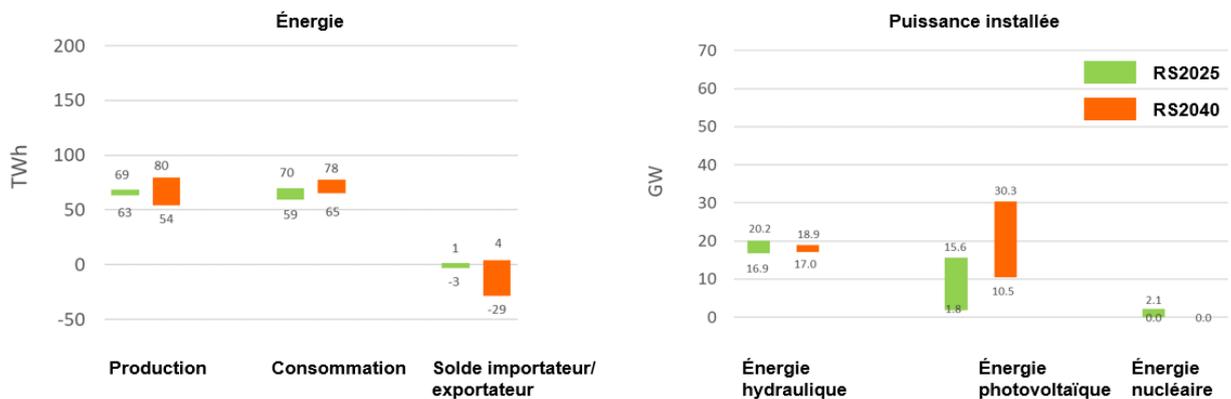


Illustration 2: Comparaison des scénarios de Swissgrid RS2025 et du SC CH RS2040

- Reconnaître la nécessité d'agir côté réseau pour transformer le système énergétique: Swissgrid a utilisé la méthode Flow-Based pour réaliser des simulations de marché/réseau à l'aide du réseau initial 2040 et des scénarios du SC CH (hypothèse: en 2040, la Suisse est intégrée au marché européen de l'électricité du point de vue du marché, ce qui nécessite la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE). Dans ce cadre, Swissgrid a identifié des congestions de réseau à la frontière avec la France et sur l'axe nord-sud et a défini des mesures correctives.
- La Suisse est tributaire, en particulier pendant les nuits d'hiver, d'importations d'électricité, qui proviennent en grande partie de France. C'est pourquoi les lignes transfrontalières existantes doivent être utilisées de manière encore plus efficace. En cas d'échec de l'accord sur l'électricité, la Suisse ne sera toujours pas pleinement intégrée au marché européen de l'électricité et risque de subir des flux non planifiés plus élevés. Ces flux sont également susceptibles de continuer à réduire les possibilités d'importation/d'exportation de la Suisse. Pour cette raison, le RS2040 a identifié la poursuite du développement des transformateurs déphaseurs (PST) comme mesure à court terme. Les PST permettent de réduire les flux de charge non souhaités. De plus, ils peuvent maximiser les possibilités d'importation et d'exportation avec l'étranger. Plus faciles à faire approuver que les projets de lignes, ils sont plus rapides à mettre en œuvre. Le réseau initial 2040 comprend 20 PST existants ou actés mais non réalisés pour le moment. Sur la base des calculs du RS2040 et d'une étude commune avec RTE, ceux-ci doivent être complétés par quatre PST supplémentaires plus deux transformateurs à quatre quadrants en Suisse romande. La valeur ajoutée de ces PST supplémentaires a pu être démontrée aussi bien dans le cas d'une intégration totale au marché européen (principal avantage: optimisation des possibilités d'importation/exportation) que dans le cas d'une exclusion (principal avantage: réduction des flux non planifiés).
- Un système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen, nouvellement inclus dans le RS2040, permet de renforcer l'axe nord-sud et d'augmenter localement la redondance.
- Le projet J1 issu du RS2025 («Bouclé Nord»), qui n'a pas encore été lancé, est désormais repris sous le nom de projet H «Nouvelle ligne Charmey – Method». Ceci en raison de l'opportunité que représente la construction de lignes par les CFF qui, de toute façon, est nécessaire. La forme concrète doit encore

être analysée dans le cadre d'une étude avec les CFF, Groupe E, Romande Energie et RTE. Cette liaison supplémentaire renforcerait l'axe nord-sud et permettrait par exemple le raccordement d'autres grandes centrales électriques (photovoltaïque + hydraulique) en Valais, ainsi que l'énergie éolienne dans le Jura.

- En outre, une étude avec les GRT allemands est nécessaire pour vérifier l'utilité d'une ligne supplémentaire de 380 kV «Breite – Laufenburg». Il s'agit d'évaluer l'impact sur la capacité transfrontalière et de déterminer le point de raccordement idéal pour une éventuelle liaison HVDC avec l'Allemagne¹.
- Définition de mesures pour la mise en œuvre de demandes de raccordement au réseau: des demandes de raccordement au réseau ont été déposées pour de grands projets d'utilisateurs du réseau à Viège et à Chavalon. Pour réaliser ces raccordements au réseau, un développement local du réseau est à chaque fois nécessaire.
- Identifier les besoins de renforcement du réseau pour la sécurité d'approvisionnement: Swissgrid a analysé les potentiels points faibles du réseau de transport suisse en examinant les défaillances de réseau réelles et possibles. On constate qu'il est possible d'éviter les défaillances de réseau possibles en augmentant ponctuellement la redondance de moyens d'exploitation. Concrètement, il s'agit d'un raccordement redondant au réseau des sous-stations d'Hauterive et de Göschenen, ainsi que d'une seconde liaison de 220 kV entre Auwiesen et Fällanden. Swissgrid a contacté les GRD et les EC affectés (EWZ, CKW, EWA, Groupe E), qui voient également une plus-value dans ces projets de réseau.
- Identification des candidats au regroupement pour une utilisation plus efficace de l'espace limité: afin de préserver le paysage, d'augmenter les chances d'approbation des projets de réseau et, idéalement, de réduire les coûts d'exploitation, Swissgrid a identifié des infrastructures parallèles pour lesquelles un regroupement semble possible (tracés/sous-stations dans le réseau de transport, de distribution et électrique ferroviaire). Après avoir examiné et filtré en interne ces regroupements, Swissgrid va désormais analyser dans une prochaine étape les candidats au regroupement les plus prometteurs (13 projets de lignes et 5 sous-stations), en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés et les CFF.

Motifs	Transformation du système énergétique en Europe et en Suisse (beaucoup de petites installations décentralisées et quelques grands projets)		Sécurité d'approvisionnement	Espace limité
Méthodologie	Simulation du marché (Base: SC CH)	Simulation du réseau (base: données régionalisées)	Analyse de défaillance	Identification d'infrastructures parallèles
Résultats	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation des centrales électriques et prix du marché par zone de dépôt des offres • Congestions sur les lignes transfrontalières entre les zones de dépôt des offres • Différences de prix entre les zones de dépôt des offres 	<ul style="list-style-type: none"> • Éléments de réseau limitatifs en Suisse • Coûts de redispatch • Mise en danger de la sécurité du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Restrictions imposées aux utilisateurs du réseau en cas de défaillance de celui-ci 	Candidats au regroupement identifiés: <ul style="list-style-type: none"> • les lignes des RT, RD et CFF sont parallèles • Sous-stations proches
Projets déduits	Optimisation transfrontalière A: PST Suisse romande C: Ligne de 380 kV supplémentaire Breite – Laufenburg H: Nouvelle ligne Charmey – Method	Optimisation nationale A: PST Suisse romande B: Sous-station de Viège (demande de raccordement au réseau) E: 220 kV Airolo – Göschenen G: Sous-station de Chavalon et renforcement de la ligne de 220 kV Romanel – Saint-Triphon (demande de raccordement au réseau)	D: Raccordement redondant au réseau de 220 kV de la sous-station d'Hauterive E: 220 kV Airolo – Göschenen F: Système de 220 kV supplémentaire Auwiesen – Fällanden	Liste des candidats au regroupement

Réseau cible = réseau initial 2040 + projets A+B+D+E+F+G
 (les projets C+H et les candidats au regroupement nécessitent des études avec les gestionnaires de réseau concernés)

Illustration 3: Motifs de développement du réseau et projets dérivés du RS2040

¹ Cf. projet 1058 du TYNDP «HVDC Line DE-CH»

En tenant compte également de la sécurité d’approvisionnement dans les réseaux de distribution et de l’utilisation efficace de l’espace, Swissgrid agit de manière proactive au-delà des exigences légales d’un simple approvisionnement en électricité sûr et efficace.

- Justification de la robustesse du réseau cible: le réseau cible est obtenu en ajoutant les projets A+B+D+E+F+G au réseau initial 2040 (voir Illustration 3). Swissgrid a chargé le réseau cible avec les scénarios du SC CH. Dans ce contexte, aucune surcharge non tolérable n’a été constatée dans le cas (n-1). Bien que le SC CH ne prévoie pas la poursuite de l’exploitation des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt au-delà de 2040, celle-ci ne peut toutefois pas être exclue. Swissgrid a donc procédé à une analyse supplémentaire de ce cas. Il en est résulté des violations (n-1) dans la région Gösgen – Laufenburg – Breite qui, d’un point de vue actuel, peuvent être maîtrisées par des mesures topologiques et un redispatch. Les trois tests de résistance suivants ont également été effectués.
 - **Défaillances multiples:** sert à détecter si une panne en cascade ou un effondrement de la tension risque de se produire lorsqu’un tracé ou le jeu de barres d’une sous-station tombe en panne.
 - **Analyse de tension:** sert à détecter si des tensions inadmissibles, qui ne peuvent pas être maîtrisées avec les moyens existants, apparaissent au niveau de nœuds électriques.
 - **Flux d’importation/exportation atypiques et inattendus:** sert à identifier où se produiraient des congestions du réseau dans les cas considérés (grande exportation Italie, grande importation France).

Les tests de résistance ont permis de démontrer que le réseau cible est très robuste face à un large éventail d’évolutions futures possibles.

- Analyse du potentiel d’économies: pour des raisons de redondance, les lignes du réseau de transport qui relient les sous-stations entre elles sont en général des lignes à deux circuits. Le réseau existant et les projets de réseau en cours ont été analysés afin de déterminer s’il était nécessaire de raccorder les deux lignes à la sous-station concernée ou s’il était possible d’économiser deux champs de raccordement en faisant passer une ligne près de la sous-station. Il est nécessaire de raccorder les deux lignes lorsque la puissance d’injection/soutirage, la flexibilité d’exploitation, la longueur de la ligne ou la charge uniforme des lignes l’exigent. Dans le réseau existant, la solution actuelle a pu être confirmée pour toutes les sous-stations. Un potentiel d’économies, qui sera pris en compte lors de la mise en œuvre des projets de construction du réseau, a été identifié pour les projets prévus dans la sous-station d’Obfelden et le Vallemaggia.

1.1 Délimitation du projet RS2040

Swissgrid n’a pas examiné les points suivants dans le cadre du RS2040 en raison du cadre juridique ou procédural. Ces points sont examinés en partie au sein d’étapes distinctes/en aval (développement des capacités frontalières, analyses de réseau locales) et en partie une fois que le projet sera bien avancé (choix de la technologie).

- Développement de lignes transfrontalières: le niveau des capacités frontalières a été considéré comme donné dans le SC CH. Le projet n’a pas examiné s’il existait un potentiel d’économies pour le développement du réseau transfrontalier. Cet examen doit faire l’objet d’études communes avec les gestionnaires de réseaux voisins concernés et sera réalisé en dehors du projet RS2040 ou à la suite de celui-ci. Il est possible que la réalisation de projets de développement transfrontaliers nécessite ou, le cas échéant, évite des besoins de développement supplémentaires à l’intérieur de la Suisse.
- Études technologiques: aucune étude technologique n’a été menée dans le cadre du projet RS2040. Swissgrid réalise ces études lorsqu’elle conçoit chaque projet de réseau. On y analyse par exemple où et combien de câblages, etc. sont nécessaires.

- Analyses de réseau locales: le RS2040 a été déterminé à l'aide d'un modèle de réseau européen de niveau de réseau 1. Swissgrid ne dispose pas de données de réseau couvrant l'ensemble des niveaux de réseau sous-jacents. Dans le cadre de projets de regroupement/rationalisation ainsi que pour étudier les effets sur les flux de charge entre le réseau de transport et le niveau de réseau de distribution sous-jacent, des analyses de réseau locales communes peuvent être réalisées à la suite du RS2040.
- Calculs d'adéquation: Swissgrid effectue ces calculs à la demande des autorités. Ils indiquent si la Suisse dispose, pour les années cibles considérées, de capacités de production suffisantes pour couvrir à tout moment la charge. Ces analyses n'ont donc rien à voir avec la planification du réseau et sont réalisées en dehors du projet RS2040.

1.2 Résumé des résultats du RS2040

Le «Réseau stratégique 2040» (c'est-à-dire la différence entre le réseau initial et le réseau cible) comprend les six projets suivants:

- A** PST Suisse romande
- B** Sous-station de Viège
- D** Raccordement redondant au réseau de 220 kV de la sous-station de Hauterive
- E** Système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen
- F** Système de 220 kV supplémentaire Auwiesen – Fällanden
- G** Construction de la nouvelle sous-station de Chavalon et renforcement de la ligne de 220 kV Romanel – Saint-Triphon

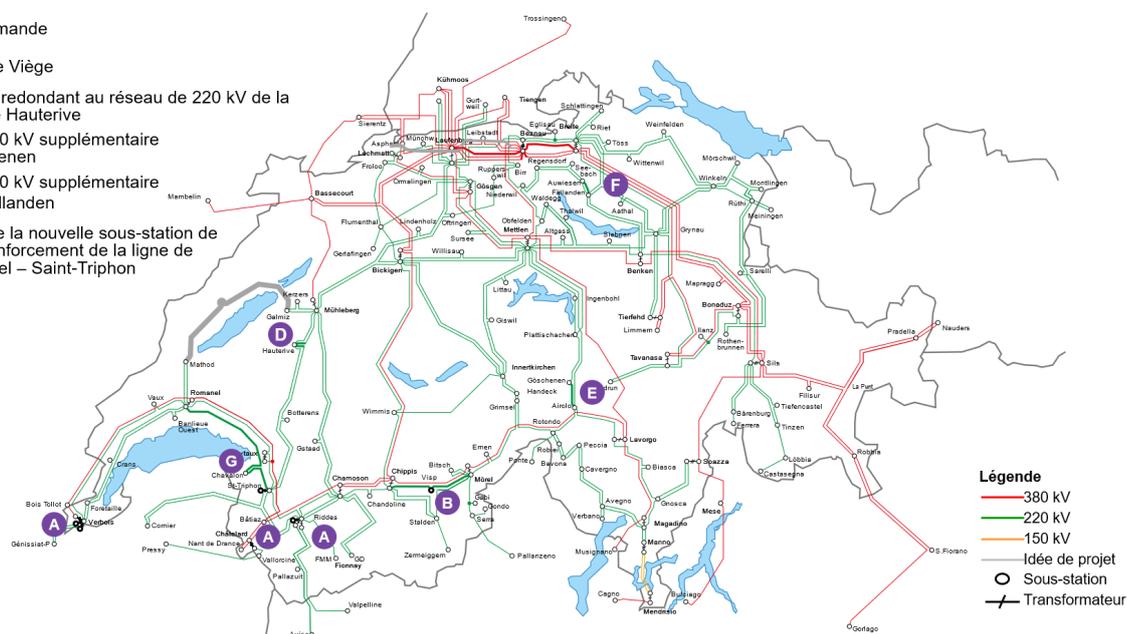


Illustration 4: Résultats du Réseau stratégique 2040

Projet	Description
PST Suisse romande	<ul style="list-style-type: none"> • Installation de quatre nouveaux PST de 220/220 kV à Verbois (2), Saint-Triphon et Riddes • Remplacement de deux transformateurs de 380/220 kV existants à Verbois et Châteland
Sous-station de Viège	<ul style="list-style-type: none"> • Lonza a déposé une demande de raccordement au réseau pour un accumulateur de chaleur de 500 MVA. • Le raccordement au réseau sera effectué sur la nouvelle ligne de 220 kV Chippis – Mörel une fois celle-ci achevée. • Pour ce faire, il sera nécessaire d'installer une ligne câblée souterraine d'environ 1,5 km et une nouvelle sous-station à Viège comportant trois champs.

Raccordement redondant au réseau de 220 kV de la sous-station d'Hauterive	<ul style="list-style-type: none"> • La sous-station d'Hauterive bénéficie d'un raccordement redondant au réseau en étant en outre raccordée à la ligne de 220 kV Botterens – Mühleberg. • On a augmenté la redondance de la sous-station en créant un second jeu de barres.
Système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen	<ul style="list-style-type: none"> • La sous-station de Göschenen bénéficie d'un raccordement redondant au réseau grâce à la pose d'un second câble dans le tunnel du Saint-Gothard. • Une installation de compensation de puissance réactive est nécessaire dans la sous-station de Göschenen et, le cas échéant, dans la sous-station d'Airolo.
Système de 220 kV supplémentaire Auwiesen – Fällanden	<ul style="list-style-type: none"> • Entre Auwiesen et Fällanden, le système d'EWZ, qui fonctionne actuellement à 150 kV, va être converti à 220 kV. La construction de deux champs de raccordement est nécessaire dans les deux sous-stations. • La condition préalable au changement de tension est la construction d'une nouvelle ligne de 150 kV par EWZ.
Construction de la sous-station de Chavalon et renforcement de la ligne de 220 kV Romanel – Saint-Triphon	<ul style="list-style-type: none"> • En ce qui concerne Chavalon, il existe une demande de raccordement au réseau de 350 MVA pour un centre de calcul avec stockage sur batterie et installation photovoltaïque. • Sa réalisation nécessite la construction d'une nouvelle sous-station à Chavalon et le renforcement de la puissance de la ligne de 220 kV existante Romanel – Saint-Triphon (variante 1) ou le raccordement direct par une nouvelle ligne de 220 kV à Saint-Triphon (variante 2) ou une ligne de 380 kV supplémentaire Chamoson – Romanel, à laquelle Chavalon est raccordée par une ligne en dérivation (variante 3).

Chaque projet fait l'objet au chapitre 6.3 d'une fiche descriptive comprenant une brève description du projet, des informations sur les coûts et les avantages monétaires et qualitatifs, le but et l'objet, ainsi que les conséquences si le projet n'aboutit pas.

2 Introduction

Le réseau électrique et la sécurité de son exploitation sont des conditions fondamentales pour la qualité de vie élevée et la prospérité de la Suisse. Du secteur de la santé à l'économie en passant par les ménages individuels, notre société est tributaire d'un courant disponible à tout moment. Le réseau permet d'utiliser le courant produit partout, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, en reliant entre elles les centrales électriques, les accumulateurs et les consommateurs. Le réseau de transport, «autoroute de l'électricité» de la Suisse, a un rôle important à jouer à cet égard. En tant qu'épine dorsale d'un approvisionnement sûr en électricité, le réseau de transport est un élément clé pour un avenir énergétique durable.

2.1 De nouveaux défis

Le système électrique suisse est en pleine mutation. Avec sa Stratégie énergétique 2050, la Suisse s'est fixé pour objectif de décarboner sa consommation d'énergie et de ne plus produire d'électricité à partir de l'énergie nucléaire. Ces décisions, ainsi que les évolutions sociales telles que la numérisation croissante, placent le système électrique suisse face à de nouveaux défis.

D'une part, la consommation d'électricité augmente en Suisse, bien que les consommateurs existants soient de plus en plus efficaces. Cela est notamment dû au passage de sources d'énergie fossiles à l'énergie électrique dans le cadre de la décarbonation. Cette électrification entraîne certes une baisse de la consommation totale d'énergie, mais aussi une augmentation des besoins en électricité, par exemple en raison de

l'augmentation de la mobilité électrique ou du remplacement de chauffages fossiles par des pompes à chaleur. De plus, la numérisation croissante de la société, avec de nouveaux gros consommateurs comme les centres de calcul, contribue à cette évolution. Pour couvrir l'augmentation de la consommation, il faut produire ou importer davantage de courant.

D'autre part, la production décentralisée d'électricité gagne en importance. Jusqu'à présent, le système électrique suisse se caractérisait par de grandes centrales centralisées produisant de l'électricité à partir d'énergie hydraulique et nucléaire. Si l'énergie hydraulique reste importante en Suisse, les centrales nucléaires, elles, sont progressivement mises à l'arrêt et sont remplacées par de nombreuses nouvelles sources d'énergie décentralisées et des centrales électriques (p. ex. photovoltaïque, vent) qui produisent du courant dans tout le pays. Les nouvelles centrales de réserve, qui produisent de l'électricité à partir d'hydrogène, de gaz naturel ou de pétrole, ne sont utilisées qu'en cas de menace de pénurie d'électricité pendant quelques jours par an. Elles n'ont donc qu'une importance secondaire dans le développement du réseau électrique.

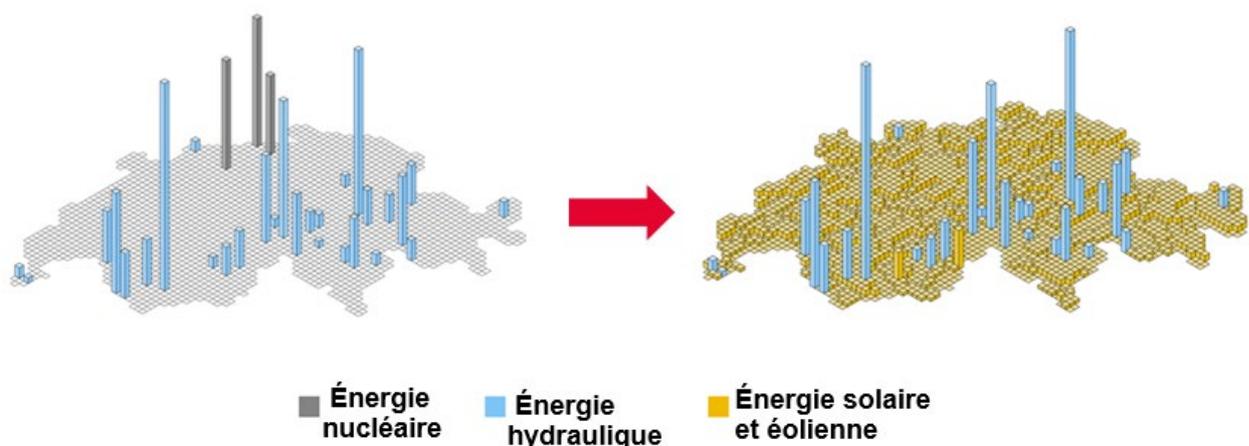


Illustration 5: Changement fondamental du parc des centrales électriques suisse

La part croissante de nouvelles sources d'énergie renouvelables dans le système entraîne une production d'électricité de plus en plus volatile en raison de la dépendance des énergies solaire et éolienne aux conditions météorologiques. Pour que du courant continue d'être disponible à tout moment, il doit être stocké à la fois au cours de la journée mais aussi en fonction de la saison. En outre, la consommation et le stockage doivent s'adapter de manière flexible à la volatilité de la production pour que le système électrique reste équilibré. Pour ces deux éléments, à savoir le stockage d'électricité et l'utilisation de la flexibilité, il faut développer de nouvelles technologies, collecter et analyser de manière pertinente des données et créer les marchés ou produits correspondants.

L'Europe dans son ensemble n'échappe pas à de telles évolutions. Avec 41 lignes transfrontalières, la Suisse est étroitement intégrée dans le réseau interconnecté d'Europe continentale. Elle dépend, surtout en hiver, de la possibilité d'importer du courant depuis les pays voisins afin de couvrir sa propre consommation d'électricité. Pour cela, il faut d'une part qu'il y ait suffisamment de courant disponible à l'étranger, et d'autre part que la Suisse ait accès au marché intérieur européen de l'électricité. Enfin, des capacités de réseau correspondantes sont nécessaires pour le transport du courant.

En Suisse comme en Europe, le réseau électrique doit être adapté à ces nouveaux défis. De nouveaux producteurs, accumulateurs et consommateurs doivent être connectés en permanence au réseau. Mais l'infrastructure de réseau existante aussi doit être renouvelée, renforcée localement ou développée. Pour que le réseau électrique puisse continuer à répondre à tout moment aux besoins actuels et garantir un approvisionnement sûr en électricité en Suisse, la transformation et le développement dont il a besoin doivent être

planifiés suffisamment tôt. Pour cette raison, Swissgrid établit pour le réseau de transport suisse une planification à long terme: le Réseau stratégique.

2.2 Réseau stratégique

Avec le «Réseau stratégique 2040», le processus coordonné de développement du réseau de transport suisse s'effectue pour la première fois sur la base légale créée dans la «Stratégie Réseaux électriques». Selon cette base légale, la planification doit être répétée tous les quatre ans de manière comparable.

Swissgrid identifie dans le «Réseau stratégique 2040», sur la base de trois scénarios, les futures congestions du réseau de transport et les besoins de développement du réseau qui en découlent. Les scénarios décrivent comment la production et la consommation d'électricité pourraient évoluer jusqu'aux années cibles 2030 et 2040. Ils ont été développés par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), validés par le Conseil fédéral en novembre 2022, puis publiés par l'OFEN dans le «Scénario-cadre pour la planification du réseau électrique» (Scénario-cadre de la Suisse, SC CH). Le SC CH constitue la base de planification juridiquement contraignante pour le «Réseau stratégique 2040».

Le réseau existant a fait l'objet d'une analyse des points faibles. En cas d'identification de points faibles, des projets de développement du réseau ont été proposés afin de créer une redondance.

En plus des besoins identifiés de renforcement et de développement du réseau, le «Réseau stratégique 2040» décrit les potentiels de regroupement au niveau du réseau de transport ainsi qu'entre le réseau de transport et des infrastructures parallèles (réseau de distribution, réseau électrique ferroviaire, rails, routes). Le fait de regrouper les infrastructures permet de mieux utiliser l'espace limité dans une Suisse densément peuplée, ce qui peut conduire à une simplification des procédures d'autorisation.

À l'inverse, les projets qui servent uniquement à la maintenance ou à la rénovation du réseau de transport ne font pas partie du «Réseau stratégique 2040». Seul un tiers du réseau de transport de Swissgrid, qui compte 6700 kilomètres au total, date d'après 1980. De nombreuses installations et de nombreux moyens d'exploitation vont atteindre la fin de leur durée de vie dans les années et décennies à venir et devront être renouvelés.

Les prescriptions relatives à la construction et à l'exploitation sûres du réseau de transport ayant changé depuis sa création, il n'est pas rare que Swissgrid ne puisse pas remplacer à l'identique les installations et les moyens d'exploitation qui ont besoin d'être renouvelés. Afin de respecter les nouvelles distances de sécurité et d'autres obligations, il est souvent nécessaire de procéder à des adaptations importantes, voire de trouver de nouveaux emplacements et de nouveaux tracés. Comme il n'existe généralement pas d'allègements procéduraux pour de telles rénovations, il en résulte des procédures d'approbation dont l'ampleur et la durée sont similaires à celles des projets de développement du réseau. Si la réalisation du «Réseau stratégique 2040» crée des synergies avec des rénovations de réseau nécessaires, celles-ci sont exploitées dans la mesure du possible.

2.3 Structure du rapport

Le présent rapport présente les données de base ainsi que les résultats de la planification à long terme du réseau de Swissgrid, le «Réseau stratégique 2040». En revanche, les conditions générales, les principes et la méthodologie se trouvent dans le document «Planification du réseau chez Swissgrid».

Le rapport s'appuie sur le «processus de détermination du réseau stratégique», tel qu'il est décrit dans le document «Planification du réseau chez Swissgrid».

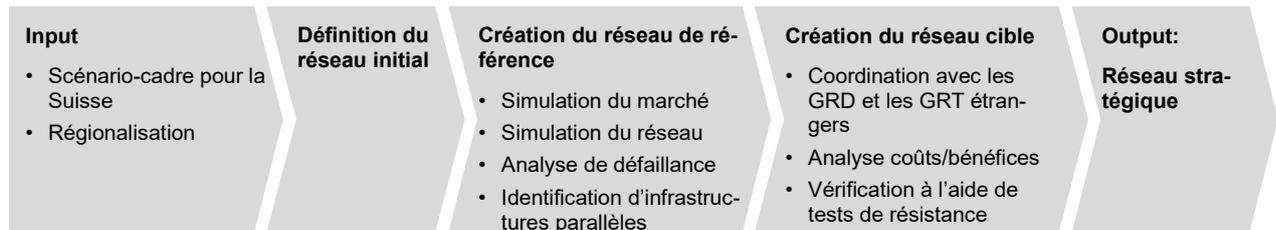


Illustration 6: Processus de détermination du Réseau stratégique

Le présent rapport est structuré de la manière suivante:

- le chapitre 3 décrit la base de données pour la planification du réseau de Swissgrid. Ce chapitre explique comment Swissgrid a régionalisé les valeurs cibles nationales relatives à l'évolution de la production et de la consommation d'électricité tirées du SC CH de l'OFEN, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution et les exploitants de centrales raccordés au réseau de transport ainsi qu'avec les CFF sur les nœuds électriques du niveau de réseau 1. En outre, ce chapitre contient des informations sur la base de données pour les pays voisins.
- Présenté au chapitre 4, le réseau dit initial constitue la base de la planification à long terme du réseau de Swissgrid.
- Le chapitre 5 présente, sous forme de résultat d'une simulation du marché et du réseau, les futures congestions identifiées dans le réseau de transport. Les projets de renforcement/de développement du réseau sont déduits de ces congestions et forment, avec les projets visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement, le réseau dit de référence.
- Les projets dont la nécessité a été confirmée par l'analyse coûts/bénéfices ou dont la nécessité a été confirmée par la concertation avec les gestionnaires de réseaux voisins concernés constituent le réseau cible 2040, présenté au chapitre 6. Pour chaque projet du Réseau stratégique 2040, il existe une fiche descriptive qui présente le projet et explique sa valeur ajoutée. La robustesse du réseau cible 2040 est démontrée à l'aide de tests de résistance.
- Le chapitre 7 résume les conclusions de la planification à long terme du réseau de Swissgrid et en déduit les conclusions et les étapes ultérieures.
- Le chapitre 8 contient un glossaire et une liste des abréviations.

3 Base de données pour la planification du réseau

La planification du réseau de Swissgrid se base sur les scénarios du SC CH. En supposant différentes évolutions possibles de la production et de la consommation d'électricité, il est possible de planifier un réseau robuste pour un avenir incertain.

Conformément à l'art. 9a LApEI, le SC CH publié par l'OFEN sert de base contraignante pour la planification de tous les réseaux d'une tension nominale supérieure à 36 kV (niveaux de réseau un à trois, NR 1-3). Les valeurs cibles nationales du SC CH doivent être régionalisées par les acteurs de la branche de l'électricité suisse pour leur planification du réseau. Pour ce faire, les différents paramètres sont attribués localement à un nœud électrique de NR 1 et de NR 3.

Le but et l'objet du SC CH et du processus de régionalisation sont présentés au chapitre 7 du document «Planification du réseau chez Swissgrid».

Les scénarios, y compris les valeurs cibles nationales, du premier SC CH publié, qui constituent la base du «Réseau stratégique 2040» de Swissgrid, sont décrits ci-après. En outre, ce chapitre explique la procédure

concrète de la première mise en œuvre du processus de régionalisation et résume les résultats de la régionalisation.

3.1 Scénario-cadre pour la Suisse

Le SC CH comprend des données nationales agrégées sur la puissance installée par technologie de production et pour différents groupes de consommateurs. La première édition d'un SC CH a été approuvée par le Conseil fédéral le 23 novembre 2022 et publiée par l'OFEN. Le tableau suivant résume les principaux chiffres clés du SC CH.

Jahr	2019	2030			2040		
		Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3	Sz. 1	Sz. 2	Sz. 3
Stromerzeugung – installierte Leistung [MW]							
Wasserkraft	15 350	17 110	17 110	17 110	19 260	19 260	19 260
Kernkraftwerke	3 330	1 220	1 220	1 220	-	-	-
Thermische Kraftwerke ¹	920	990	980	1 250	970	950	3 650
Geothermie	-	10	10	10	90	20	90
Photovoltaik	2 520	9 770	7 650	12 210	24 070	10 100	30 090
Windkraft	100	310	180	310	1 150	180	1 040
Summe*	22 220	29 400	27 140	32 110	45 540	30 490	54 130
Speicher – Pump- bzw. Ladeleistung [MW]							
Pumpen von PSKW ²	2 620	3 790	3 790	3 790	5 450	5 450	5 450
Dezentrale Batterien	-	1 220	960	1 530	5 550	2 330	6 940
Stromverbrauch – Energiemenge [TWh]							
Nettostromverbrauch ³	57,89	60,35	63,44	58,74	67,15	73,86	61,86
Elektrifizierung – Anzahl [Tsd.]							
Elektrofahrzeuge inkl. Plug-in-Hybride*	40	930	980	870	2 940	3 230	2 520
Wärmepumpen inkl. Grosswärmepumpen*	290	680	710	610	1 010	1 120	860

Illustration 7: Chiffres clés du SC CH (source: SC CH, OFEN)

Le SC CH comprend pour la Suisse des données réelles pour l'année 2019 ainsi que trois scénarios d'avenir. Les trois scénarios se basent sur les perspectives énergétiques 2050+ (PE2050+) publiées par l'OFEN en novembre 2020 et sur l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Les années cibles de l'actuel SC CH sont 2030 et 2040. Les scénarios des réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz (ENTSO-E et ENTSG), qui ont également été utilisés pour le TYNDP2020, constituent la base des évolutions à l'étranger.

Les trois scénarios du SC CH ont été associés par l'OFEN à deux scénarios d'ENTSO (cf. illustration 8). Swissgrid peut donc extraire les données pour la Suisse du SC CH et les données pour les autres États européens des scénarios attribués à chaque fois par ENTSO.

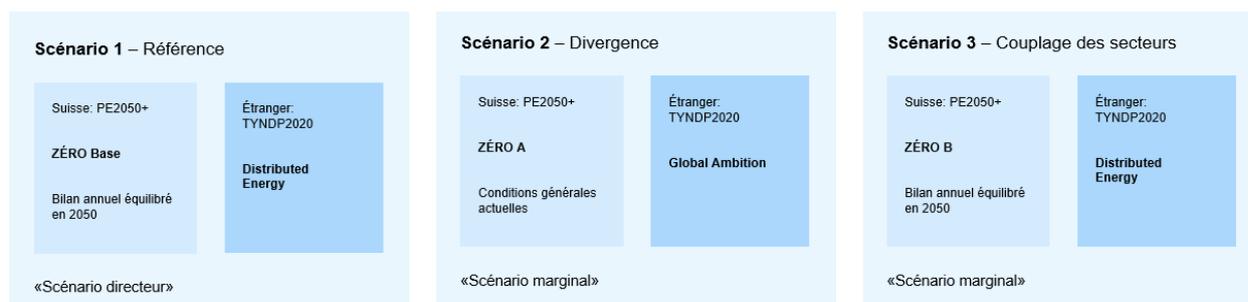


Illustration 8: Scénarios du SC CH

Selon l'OFEN, le **scénario 1 «Référence»** est le scénario directeur à prendre en compte en priorité dans la planification du réseau. Il repose sur le scénario «ZÉRO Base» des PE2050+ combiné avec la variante «Bilan annuel équilibré en 2050». Il se caractérise par une forte électrification du système énergétique et par un développement rapide de la production nationale d'électricité d'origine renouvelable.

L'évolution en Europe s'appuie sur le scénario ENTSO «Distributed Energy». Ce dernier part du principe qu'il existe un grand nombre d'installations de production décentralisées en Europe.

Le **scénario 2 «Divergence»** se fonde sur le scénario «ZÉRO A» des PE2050+ avec la variante «Conditions générales actuelles». Il se caractérise par une électrification du système énergétique encore plus poussée que dans le scénario «ZÉRO Base», combinée à un développement limité de la production nationale d'électricité d'origine renouvelable. Cette combinaison entraîne une forte charge sur les réseaux électriques, notamment en raison des importations. Il s'agit donc d'un scénario d'importation ou de charge.

En ce qui concerne l'Europe, on se réfère au scénario d'ENTSO «Global Ambition», avec davantage de grandes installations de production centralisées. L'augmentation des flux de charge à longue distance qui en résulte entraîne également des charges plus élevées sur le réseau de transport.

Le **scénario 3 «Couplage des secteurs»** est basé sur le scénario «ZÉRO B» PE2050+ combiné avec la variante «Bilan annuel équilibré 2050». Il se caractérise par une électrification du système énergétique plus faible que dans le scénario «ZÉRO Base» et par une utilisation plus importante de biogaz et de gaz synthétiques pour la production d'électricité. Les centrales à gaz, qui fonctionnent à long terme avec de l'hydrogène majoritairement importé, jouent un rôle important dans ce scénario en tant que centrales de réserve, capables d'injecter de la puissance dans le réseau électrique au dernier moment en cas de besoin. Grâce à une demande en électricité plus faible (les agents énergétiques synthétiques sont en grande partie produits en dehors de la Suisse) et à une production d'électricité nationale plus élevée, les réseaux électriques sont moins sollicités dans ce scénario.

À l'instar du scénario 1, le scénario «Couplage des secteurs» est combiné avec le scénario «Distributed Energy» d'ENTSO.

Un entonnoir de scénarios peut être dessiné pour chaque technologie de production et pour chaque groupe de consommateurs (cf. illustration 9). Celui-ci présente l'évolution de la puissance installée ou de la consommation depuis la valeur réelle du SC CH de 2019 jusqu'aux années cibles 2030 et 2040. Sur la base de projets connus aujourd'hui, il est possible de faire des prévisions de l'évolution d'une technologie et de les comparer au SC CH, et ainsi de vérifier la plausibilité du SC CH. En revanche, l'évolution réelle ne peut être vérifiée qu'annuellement et examinée rétrospectivement. L'OFEN publie chaque année un rapport de monitoring sur la Stratégie énergétique 2050 (lien). Celui-ci permet de voir, par technologie, comment la mise en œuvre de la Stratégie énergétique progresse.

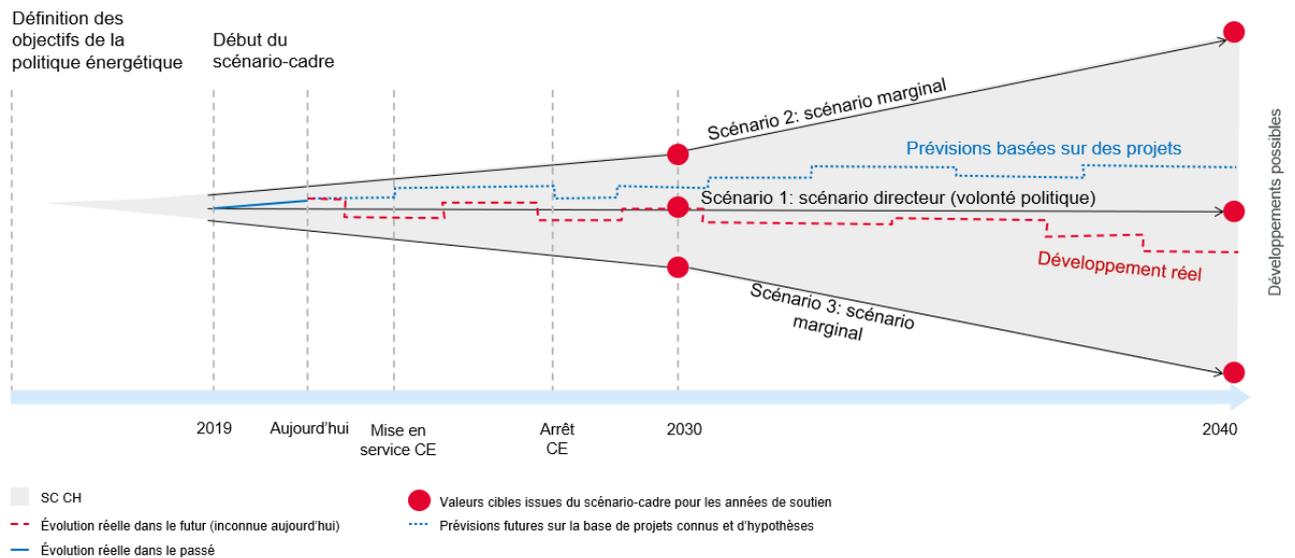


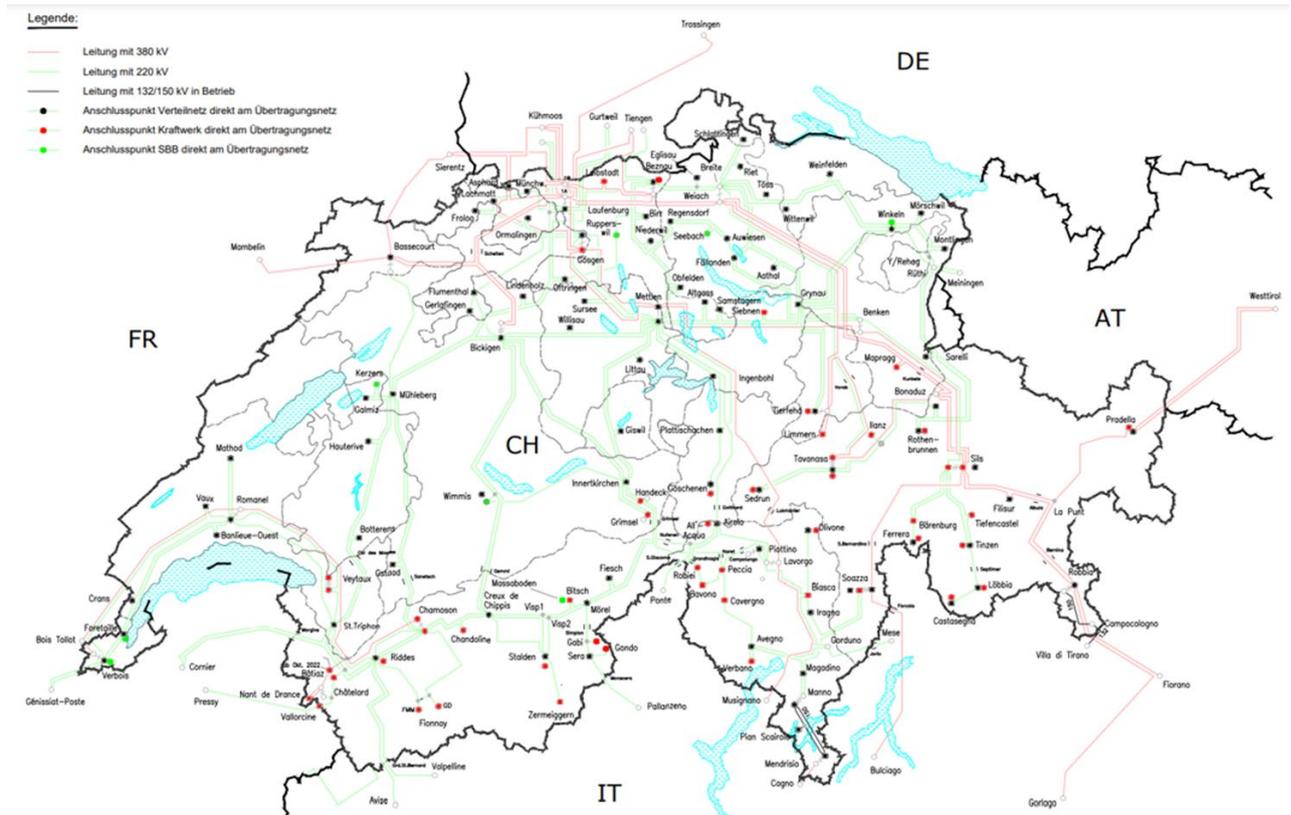
Illustration 9: Schématisation du scénario-cadre

Dans le SC CH, les capacités frontalières (valeurs NTC) convenues avec les pays voisins pour l'année 2025 sont supposées uniformes pour tous les scénarios. En d'autres termes, il n'y a pas de différences entre les scénarios au regard de la capacité disponible pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

3.2 Processus de régionalisation

Les valeurs cibles nationales de production et de consommation d'électricité du SC CH doivent être régionalisées pour la planification du réseau. Il s'agit de déterminer où, en Suisse, on peut s'attendre aux changements supposés en matière de production et de consommation. C'est la seule possibilité de déterminer quelles tâches concrètes de transport le RT suisse devra remplir à l'avenir.

La «régionalisation» désigne le processus par lequel les valeurs cibles nationales du SC CH sont réparties par paramètre entre les différents nœuds électriques, le NR 1. Le RT suisse (correspond au NR 1) compte environ 140 nœuds électriques. Les nœuds électriques désignent les endroits où des centrales électriques, des consommateurs, le réseau électrique des CFF sont raccordés au RT via des convertisseurs ou des niveaux de tension inférieurs (NR 3-7) via des transformateurs (correspondant au NR 2). Le résultat de la régionalisation montre quelle production, ou quelle consommation, pourrait être injectée ou soutirée par chacun des nœuds électriques du NR 1 en 2030 et 2040.



K

Illustration 10: Nœuds électriques du NR 1 en Suisse

Swissgrid et les GRD raccordés au RT se sont coordonnés pour la régionalisation au sein d'un groupe de travail de la branche initié et dirigé par Swissgrid.

Les participant(e)s à ce groupe de travail étaient les GRD raccordés directement au RT. Des représentant(e)s de l'AES, de l'OFEN et de l'EICOM ont participé aux réunions du groupe de travail en tant qu'observatrices et observateurs. Les CFF et les EC raccordés au RT ont été interrogés sur les planifications prévues dans leurs installations.

À la demande du groupe de travail de la branche, l'OFEN a élaboré et mis à disposition un guide non contraignant contenant des principes pour la régionalisation. Il y a quatre principes. Le principe A s'applique aux installations > 10 MW et les principes B-D aux installations inférieures à 10 MW.

- Principe A: «aucune régionalisation» n'est effectuée car les installations sont si grandes que seuls les (grands) projets connus et confirmés doivent être pris en compte afin d'éviter les investissements non amortissables lors du développement du réseau
- Principe B: «sites existants» est utilisé pour les technologies qui seront probablement développées sur des sites déjà équipés (p. ex. UIOM)
- Principe C: «zones à potentiel» est utilisé pour les technologies qui ont des exigences particulières quant au site (p. ex. les parcs éoliens dans des endroits où le vent est fort)
- Principe D: «développement à grande échelle» est utilisé pour les technologies qui sont développées proportionnellement à la population (p. ex. l'énergie photovoltaïque sur les toits de maisons ou la mobilité électrique)

Pour servir de base à la régionalisation, le groupe de travail de la branche a collecté pour la Suisse les données réelles du parc actuel des centrales électriques pour la production d'électricité ainsi que de la

consommation actuelle d'électricité en 2022. Il a également recueilli des données sur tous les projets connus de développement et de construction de centrales électriques et de gros consommateurs, ainsi que sur les mises à l'arrêt de centrales d'ici à 2040. Les données proviennent des exploitants de centrales électriques raccordées au RT, des CFF ainsi que des GRD raccordés au RT.

3.2.1 Régionalisation par technologie de production et groupe de consommateurs

En tenant compte du guide de l'OFEN sur la régionalisation et des données actuellement disponibles auprès des exploitants de centrales, des CFF et des GRD raccordés au RT, le groupe de travail de la branche a adopté des procédures de régionalisation différentes pour chaque technologie de production et chaque groupe de consommateurs. Celles-ci sont présentées ci-dessous, avec les résultats correspondants.

3.2.1.1 Énergie hydraulique

Les hypothèses de développement de l'énergie hydraulique sont identiques dans les trois scénarios du SC CH. Le SC CH fait la distinction entre les petites centrales hydroélectriques et les centrales au fil de l'eau, ainsi que les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage.

Le groupe de travail de la branche a défini la procédure suivante:

Paramètre	GRD raccordés au RT	Swissgrid
Petites centrales hydroélectriques/centrales au fil de l'eau	Les GRD raccordés au RT tiennent compte des projets de centrales électriques dont ils ont connaissance et déterminent en outre, le cas échéant, les endroits où ils s'attendent à un développement supplémentaire (régionalisation selon le principe B/C). Ils communiquent à Swissgrid la modification de la puissance par nœud électrique de NR 1.	Si l'objectif de développement n'est pas atteint, Swissgrid répartit la puissance restante à régionaliser entre les GRD raccordés au RT qui, selon leur part de puissance actuelle, ont annoncé une augmentation de puissance trop faible.

Centrales à accumulation/centrales de pompage-turbinage

Les GRD raccordés au RT interrogent les investisseurs potentiels et les exploitants de centrales électriques existantes sur des projets concrets dans leur zone de compétence et en tiennent compte dans leur planification du réseau. Ils communiquent à Swissgrid la modification de la puissance par nœud électrique de NR 1.

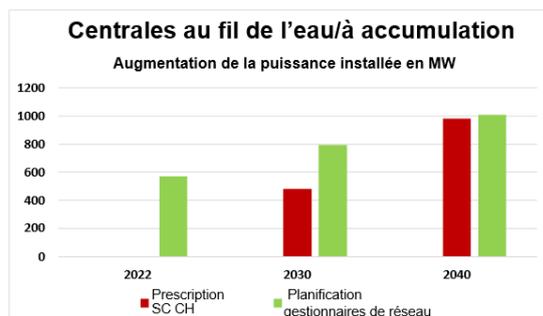
Swissgrid interroge les investisseurs et exploitants potentiels de centrales électriques raccordés au RT sur des projets concrets.

Les centrales électriques de cette catégorie étant généralement supérieures à 10 MW, il n'y a pas de régionalisation (principe A).

Dans certains cas, il n'est pas possible d'attribuer clairement une centrale hydroélectrique à l'une des catégories susmentionnées. Il existe par exemple des centrales électriques sur des ruisseaux et des rivières, qui fonctionnent généralement au fil de l'eau, mais qui disposent également d'un barrage et sont utilisées comme centrales à accumulation pendant les périodes de sécheresse.

Le groupe de travail de la branche a donc décidé de considérer ensemble les petites centrales hydroélectriques, les centrales au fil de l'eau et les centrales à accumulation et de ne présenter séparément que les centrales de pompage-turbinage.

Le graphique suivant montre le résultat du processus de régionalisation pour les petites centrales hydroélectriques, les centrales au fil de l'eau et les centrales à accumulation, en comparaison avec l'objectif fixé dans le SC CH.



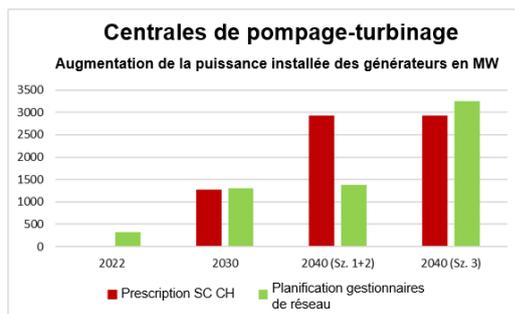
- SC CH 2019 - puissance installée: 12 260 MW
- Gestionnaires de réseau 2022 - puissance installée (y compris CFF): 12 830 MW
- Développement entre 2019 et 2040 dans le SC CH: 980 MW
- Projets connus jusqu'en 2040: 463 MW
- Valeur cible du SC CH: 13 240 MW
- Valeur atteinte sur la base des projets: 13 293 MW

Illustration 11: Augmentation de la puissance installée des centrales au fil de l'eau/à accumulation

Le groupe de travail de la branche a déterminé pour l'année 2022 la puissance installée des petites centrales hydroélectriques, centrales au fil de l'eau et centrales à accumulation. Elle excède de 570 MW la valeur indiquée dans le SC CH pour l'année 2019.

Le SC CH prévoit une augmentation de la puissance de 980 MW entre 2019 et 2040. Comme on connaît actuellement des projets avec une augmentation de puissance prévue de 463 MW d'ici à 2040, la valeur cible du SC CH est atteinte depuis 2019 avec la puissance déjà ajoutée. Les projets pris en compte comprennent également les 15 projets de la «table ronde» initiée par la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga. La plupart de ces projets visent à augmenter la production annuelle et/ou le volume de stockage et seuls quelques-uns prévoient en outre une augmentation de la puissance des centrales hydroélectriques à accumulation (total: 165 MW).

Le graphique suivant montre le résultat du processus de régionalisation pour les centrales de pompage-turbinage par rapport à l'objectif fixé dans le SC CH.



- SC CH 2019 - puissance installée: 3090 MW
- Gestionnaires de réseau 2022 - puissance installée (y compris CFF): 3414 MW
- Développement entre 2019 et 2040 dans le SC CH: 2930 MW
- Projets connus jusqu'en 2040 (NdD, Ritom II): 1084 MW
- Projets incertains (Grimsel, Lago Bianco): 1860 MW
- Valeur cible du SC CH: 6020 MW
- Valeur cible dans les scénarios 1+2: 4498 MW
- Valeur cible dans le scénario 3: 6358 MW

Illustration 12: Augmentation de la puissance installée des centrales de pompage-turbinage

Le groupe de travail de la branche a déterminé pour l'année 2022 la puissance installée dans les centrales de pompage-turbinage. Elle excède de 324 MW la valeur indiquée dans le SC CH pour l'année 2019.

Le SC CH prévoit une augmentation de la puissance de 2930 MW entre 2019 et 2040. Cinq grands projets, présentant une puissance de 2944 MW, sont connus. Le projet Nant de Drance de 945 MW en Valais a déjà été mis en service, le projet Ritom 2 de 120 MW (dont 60 MW pour les CFF) au Tessin est en train d'être mis en service. Le projet Grimsel 4 de 120 MW dans le canton de Berne pourrait être mis en service d'ici à 2030. En ce qui concerne les projets Grimsel 3 de 660 MW dans le canton de Berne et Lago Bianco de 1050 MW dans le canton des Grisons, on est toujours en attente de la décision de mise en œuvre des investisseurs. Un sixième projet a été annoncé à Swissgrid après l'établissement du RS2040 début 2024. Il s'agit de 800 MW raccordés à la sous-station de Fionnay en Valais.

On applique le principe A pour la régionalisation.

Les deux projets d'une puissance totale de 1710 MW qui ne sont pas encore définitivement décidés (Grimsel 3 et Lago Bianco) sont pris en compte pour la planification du réseau en supposant leur mise en œuvre dans le scénario 3. Le projet de 800 MW, avec raccordement dans la sous-station de Fionnay en Valais, a été communiqué trop tard et n'a pas été pris en compte.

3.2.1.2 Centrales nucléaires

En Suisse, tant que les centrales nucléaires existantes reçoivent une autorisation d'exploitation de l'IFSN et que l'exploitant n'arrête pas l'installation pour des raisons économiques, par exemple, elles continuent d'être exploitées.

Le SC CH prévoit qu'en 2040, plus aucune centrale nucléaire ne sera en service. Le démantèlement d'installations du réseau n'intervient toutefois qu'après la consignation d'une centrale nucléaire.

Une analyse supplémentaire a été effectuée pour déterminer dans quelle mesure la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen au-delà de 2040 influencerait la planification du réseau. Compte tenu de son âge, la centrale nucléaire de Beznau est censée être mise à l'arrêt d'ici 2040, raison pour laquelle ce site n'a pas été pris en compte dans l'analyse complémentaire.

3.2.1.3 Centrales thermiques

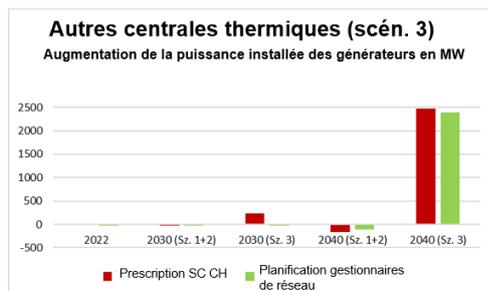
Le SC CH fait la distinction entre la catégorie incinération des ordures ménagères, biomasse et épuration des eaux usées et les catégories biogaz, autres centrales thermiques, centrales à gaz et géothermie.

Le groupe de travail de la branche a défini la procédure suivante:

Paramètre	GRD raccordés au RT	Swissgrid
Incinération des ordures ménagères, biomasse (bois) et épuration des eaux usées	<p>Il n'y a pas de régionalisation, car le SC CH ne prévoit pas de changement.</p> <p>Les projets connus au sein du réseau de distribution sont pris en compte par les GRD raccordés au RT dans leur planification du réseau. Ils communiquent à Swissgrid la modification de la puissance par nœud électrique de NR 1.</p>	–
Biogaz	<p>Conformément au principe D, la régionalisation est proportionnelle à la population.</p> <p>Les GRD raccordés au RT communiquent à Swissgrid la modification de la puissance par nœud électrique de NR 1.</p>	–
Autres centrales thermiques	Les GRD raccordés au RT consignent les lieux où de telles installations seront définitivement construites ou démantelées. Ils tiennent compte de ces installations dans leur planification du réseau et communiquent à Swissgrid la modification de la puissance par nœud électrique de NR 1.	–
Centrales à gaz	–	Il n'y a pas de régionalisation en vertu du principe A. Le scénario 3 prévoit la construction de grandes centrales à gaz sur des sites idéaux (pas de développement du réseau nécessaire, possibilité d'achat de gaz).
Géothermie	Il n'y a pas de régionalisation en vertu du principe A. Les GRD raccordés au RT annoncent à Swissgrid la modification de la puissance sur la base de projets définitifs par nœud électrique de NR 1.	–

Selon le scénario, la production d'électricité des **installations de biogaz** augmentera de 220 à 270 MW entre 2019 et 2040. Actuellement, nous n'avons pas connaissance de projets de biogaz destinés à produire de l'électricité. Les puissances cibles selon le SC CH ont donc été réparties proportionnellement à la population sur les zones de compétence des GRD raccordés au RT.

La puissance installée d'**autres centrales thermiques** devrait diminuer jusqu'à 180 MW entre 2019 et 2040 (scénario 1+2). Il existe 15 grandes installations dans l'industrie et environ 100 installations plus petites (en moyenne environ 1 MW chacune). Si ces grandes installations sont converties à l'électricité, celles-ci sont annoncées à Swissgrid en tant que projets de grands consommateurs par les GRD raccordés au RT et ne sont pas régionalisées conformément au principe A. Une conversion des petites installations est régionalisée conformément au principe B et la modification de la consommation est communiquée à Swissgrid par les GRD raccordés au RT.



- SC CH 2019 - puissance installée: 360 MW
- Gestionnaire de réseau 2022 - puissance installée: 336 MW
- Démantèlement entre 2019 et 2040 dans le scénario 1+2: 180 MW
- Développement entre 2019 et 2040 dans le scénario 3: 2470 MW
- Projets de démantèlement connus jusqu'en 2040: 90 MW
- Projets de développement connus jusqu'en 2040: 0 MW

Illustration 13: Augmentation de la puissance installée des centrales thermiques

Le scénario 3 prévoit la construction de 2500 MW de centrales à gaz. Les emplacements concrets de ces centrales à gaz ne sont pas connus au moment où l'on élabore le «Réseau stratégique 2040». Pour les calculs liés au réseau, Swissgrid suppose qu'en 2040, les centrales à gaz se trouveront sur les sites suivants² (en l'état actuel des choses, il est possible d'acheter du gaz et de transporter l'électricité sur ces sites sans développer le réseau en amont):

- 300 MW Birr
- 300 MW Method
- 200 MW Bickigen
- 300 MW Lachmatt
- 400 MW Beznau
- 500 MW Leibstadt
- 500 MW Gösigen

Tant qu'aucun projet concret de centrale électrique n'est connu et qu'aucune demande de raccordement au réseau n'a été déposée, Swissgrid n'entreprend aucune mesure de développement du réseau pour ces sites hypothétiques.

Conformément au principe A, les **centrales géothermiques** ne sont prises en compte qu'en présence d'un permis de construire. Dans les différents scénarios, le SC CH prévoit une augmentation de 20 à 90 MW entre 2019 et 2040. Actuellement, aucun projet de production d'électricité par géothermie n'est connu. C'est pourquoi aucune centrale de ce type n'a été prise en compte dans les calculs liés au réseau, ce qui signifie que la valeur cible du SC CH n'est pas atteinte.

3.2.1.4 Énergie photovoltaïque

Les trois scénarios du SC CH comprennent des valeurs cibles très variables pour le développement de l'énergie photovoltaïque, à savoir de 10 à 30 GW entre 2019 et 2040.

² Les sites sélectionnés et les puissances supposées sont purement hypothétiques et ne reposent sur aucun projet concret d'investisseur. Lors de la prochaine mise à jour du Réseau stratégique, on pourra éventuellement remplacer les hypothèses par des projets concrets.

Le guide de l'OFEN recommande de partir de l'hypothèse que le développement de l'énergie photovoltaïque est proportionnel à la population. En outre, il faut tenir compte des surfaces locales à potentiel et de leur qualité (remarque: la promotion du développement de l'énergie photovoltaïque alpine et le long des autoroutes n'était pas encore à l'ordre du jour lorsque le guide a été élaboré).

Définition des surfaces à potentiel: la surface à potentiel réelle par commune est la somme des surfaces dont la qualité est «excellente», «très bonne» et «bonne» en 2021 (source: e4puls AG sur mandat de l'OFEN).

Jusqu'à présent, seules les surfaces de toitures et de façades étaient considérées comme des surfaces à potentiel. Jusqu'alors, les surfaces au sol (p. ex. les grandes installations dans les Alpes), les murs antibruit, les lacs, les barrages et les grands parkings n'étaient pas pris en compte dans les statistiques des surfaces à potentiel.

Développement des surfaces à potentiel: si la population augmente, on suppose que les surfaces à potentiel (toitures et façades) de chaque commune se développent proportionnellement à la population. Si la population diminue, on considère les surfaces à potentiel comme constantes.

Utilisation des surfaces à potentiel: en multipliant les surfaces à potentiel en 2030 et 2040 par un taux d'utilisation, on obtient au total pour toute la Suisse la puissance cible visée par scénario. Le tableau suivant indique la puissance cible et le taux d'utilisation nécessaire, arrondi à la première décimale.

	Scénario 1 (2030)	Scénario 1 (2040)	Scénario 2 (2030)	Scénario 2 (2040)	Scénario 3 (2030)	Scénario 3 (2040)
Puissance cible selon SC CH [MW]	9770	24 070	7650	10 100	12 210	30 090
Taux d'utilisation des surfaces à potentiel [%]	12,5	29,0	9,7	12,2	15,6	36,3

Attribution aux nœuds électriques: les GRD raccordés au RT ont communiqué à Swissgrid l'attribution proportionnelle des communes aux nœuds électriques de NR 1 pour leur réseau cible en 2030 et 2040.

Pour chaque scénario du SC CH, le résultat de la régionalisation de l'énergie photovoltaïque est la puissance photovoltaïque installée pour les années cibles 2030 et 2040, par commune et par nœud électrique de NR 1.

Au moment de l'élaboration du «Réseau stratégique 2040», très peu de grands projets alpins étaient à un stade de développement avancé. Ceux-ci ont également été pris en compte au niveau des nœuds électriques de NR 1 pertinents.

3.2.1.5 Énergie éolienne

Les trois scénarios du SC CH comportent des valeurs cibles qui diffèrent de 80 à 1050 MW pour le développement de l'énergie éolienne entre 2019 et 2040.

Le guide de l'OFEN recommande de partir du principe que le développement de l'énergie éolienne se fait selon les zones à potentiel (principe C).

Swissgrid a établi une liste des projets éoliens connus qui se trouvent dans les zones à potentiel.

Le groupe de travail de la branche a émis une hypothèse sur les parcs éoliens qui ont le plus de chances d'être réalisés. La puissance installée de ces parcs éoliens dépasse au total la puissance cible des scénarios du SC CH. Afin que l'on ne dépasse pas la puissance cible, on réduit proportionnellement la puissance de tous les parcs éoliens. Cette approche tient compte de l'expérience selon laquelle les parcs éoliens doivent parfois être réduits dans le cadre du processus d'autorisation afin de pouvoir être approuvés.

En ce qui concerne la régionalisation du développement de l'énergie éolienne, chaque parc éolien a été attribué proportionnellement aux nœuds électriques de NR 1.

3.2.1.6 Batteries décentralisées

Dans les trois scénarios, le SC CH prévoit une augmentation de la capacité de stockage des batteries décentralisées de 2330 à 5550 MW d'ici à 2040 (par rapport à la situation de 2019).

Swissgrid répartit la puissance supplémentaire des batteries (qui sera selon toute vraisemblance raccordée au réseau de distribution) entre les nœuds électriques de NR 1 conformément au SC CH, proportionnellement à la puissance photovoltaïque supplémentaire et donc aussi proportionnellement à la population.

3.2.1.7 Consommation

Dans les trois scénarios, le SC CH prévoit une augmentation de la consommation de 4 à 16 TWh d'ici à 2040 (par rapport à la situation de 2019). Il distingue des valeurs cibles pour la consommation conventionnelle, pour les pompes à chaleur et pour la mobilité électrique.

Le guide de l'OFEN recommande que la consommation (conventionnelle, mobilité électrique et pompes à chaleur) soit régionalisée proportionnellement à la population, conformément au principe D. Les projets de gros consommateurs connus doivent être pris en compte localement, conformément au principe A. Leur consommation d'électricité peut être déduite de la quantité à régionaliser.

Afin de pouvoir régionaliser la consommation dans les années cibles 2030 et 2040, Swissgrid a défini des profils de consommation annuels pour toute la Suisse pour la consommation conventionnelle, la mobilité électrique et les pompes à chaleur. L'illustration suivante montre, à titre d'exemple, à quoi ressemble le profil de consommation horaire totale de la Suisse établi pour le projet Réseau stratégique 2040 pour une semaine en été et en hiver. Les profils des pompes à chaleur (différence nette entre l'été et l'hiver) et de la mobilité électrique sont également présentés. On peut voir que leur niveau va augmenter de manière notable d'ici à 2040. À l'inverse, la consommation d'électricité conventionnelle diminuera jusqu'à 20% entre 2019 et 2040 en raison des gains d'efficacité.

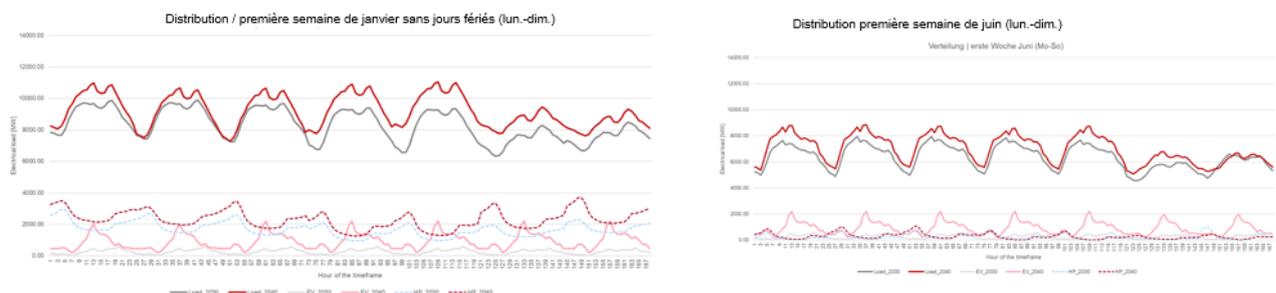


Illustration 14: Profil de consommation de la Suisse en hiver et en été

Les profils de la consommation conventionnelle, des pompes à chaleur et de la mobilité électrique ont été déterminés à l'aide du logiciel «Trapunta», également utilisé par ENTSO-E. Ce logiciel tient compte des différents types de pompes à chaleur, des différents types de comportements de charge des utilisateurs de la mobilité électrique et de la composition des consommateurs conventionnels. Par ailleurs, Swissgrid a formulé des hypothèses spécifiques à la Suisse pour les différents groupes de consommateurs.

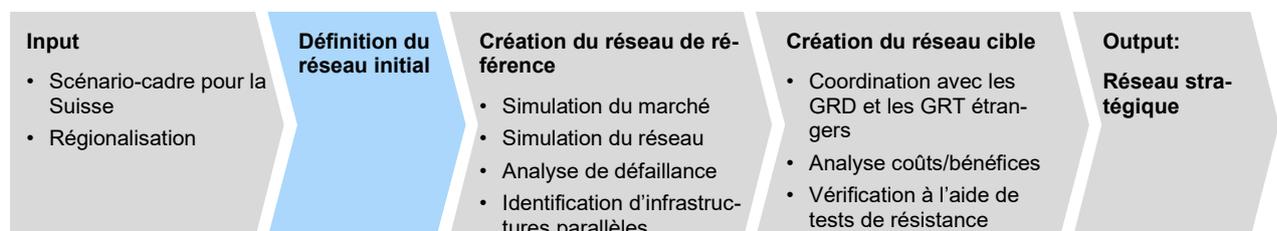
Ensuite, elle a régionalisé la consommation pour la mobilité électrique et les pompes à chaleur sur les nœuds électriques de NR 1 dans les années cibles 2030 et 2040. Cette régionalisation a été effectuée proportionnellement à la population.

La régionalisation de la consommation conventionnelle a été effectuée séparément pour trois groupes. Les CFF ont fourni des profils de charge concrets pour leurs centrales de conversion/de transformation pour 2030 et 2040. Les GRD raccordés au RT ont communiqué les gros consommateurs prévus sur leurs réseaux. Des profils de charge typiques leur ont été attribués et leur consommation annuelle a été estimée. Il en va de même pour le grand accumulateur de chaleur de Lonza, qui présente une puissance de pointe de 500 MW. En ce qui concerne cet accumulateur, on a supposé qu'il était essentiellement chargé par du courant photovoltaïque bon marché et donc, pendant la journée, proportionnellement à la courbe d'énergie photovoltaïque. Pour les consommateurs actuels (consommation conventionnelle restante), dont le profil de charge actuel est connu dans les régions de desserte, on suppose que la distribution sur les nœuds électriques évolue proportionnellement à l'évolution de la population locale.

En additionnant, pour chaque nœud électrique de NR 1, les profils des pompes à chaleur, de la mobilité électrique, des CFF, des gros consommateurs connus et du reste de la consommation conventionnelle, on obtient le profil de consommation par nœud électrique de NR 1 pour les années cibles 2030 et 2040.

La détermination de la consommation a été effectuée pour chaque scénario du SC CH.

4 Définition du réseau initial 2040



Le réseau initial sert de base à la création du réseau de référence. Celui-ci se compose de tous les éléments du réseau de transport qui seront en service en Europe en 2040.

Pour établir le réseau initial 2040, Swissgrid s'est basée, pour l'étranger, sur les données du TYNDP 2020. Lorsque des informations sur des éléments de réseau supplémentaires ou sur la topologie du réseau, notamment dans des pays voisins, étaient disponibles mais ne figuraient pas dans le TYNDP 2020, elles ont été complétées:

- A Topologie en France (base: étude de réseau avec RTE)
- B Sud de l'Allemagne (réseau complété, sur la base des données de TNG, Amprion)
- C Vorarlberg (réseau cible tiré de l'étude du lac de Constance)
- D Topologie et modélisation de projets en Italie (base: North-South Corridor Study)

Les éléments de réseau suisses suivants font partie du réseau initial 2040:

- Éléments de réseau actuellement en service et dont la consignment n'est pas prévue
- Éléments de réseau déjà décidés et planifiés et qui seront mis en service avant 2040 (base: planification pluriannuelle technique)

Remarque: tous les projets pris en compte dans le réseau initial sont considérés comme acquis dans le cadre du RS2040 et ne font pas l'objet d'une évaluation supplémentaire.

Pour chaque nœud électrique de NR 1, les puissances installées des centrales électriques ainsi que le profil de consommation ont été enregistrés par scénario. Les chiffres pour la Suisse étaient disponibles de manière très détaillée une fois le processus de régionalisation terminé.

En ce qui concerne les autres pays européens, la construction de centrales par technologie a été ramenée aux nœuds électriques par scénario, proportionnellement au parc actuel d'installations de chaque technologie. Il s'agit d'une simplification grossière. Lorsque l'on disposait d'informations plus précises pour les pays frontaliers de la Suisse, celles-ci ont été utilisées.

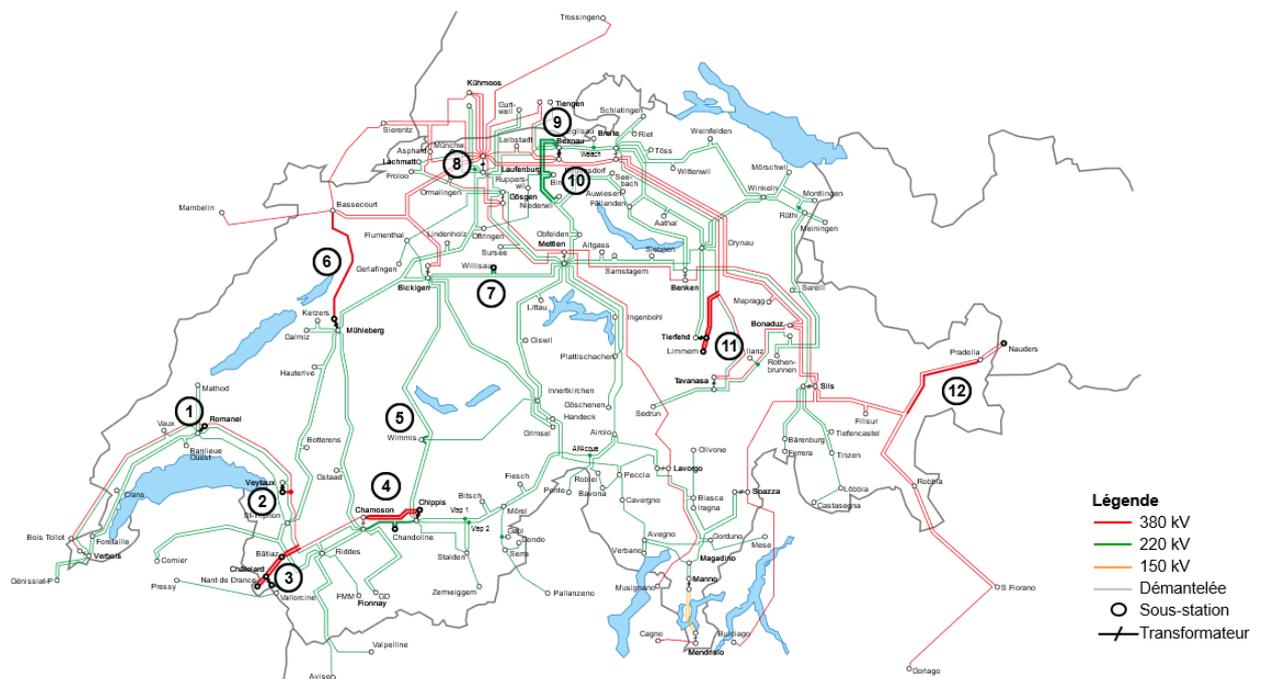


Illustration 16: Développement du réseau réalisé entre 2015 et 2023

Le tableau suivant dresse la liste des projets réalisés depuis 2015 et de leur base:

N°	Nouveaux éléments d'exploitation	Motifs
1	<ul style="list-style-type: none"> Sous-station de 380 kV de Romanel Transformateur de 380/220 kV, 800 MVA de Romanel (PST) 	Dans le réseau initial pour le RS2025 – sécurité d’approvisionnement Genève-Lausanne
2	<ul style="list-style-type: none"> Sous-station de 380 kV de Veytaux Transformateurs de 380/220 kV, 2x125 MVA de Veytaux 	Raccordement de centrales électriques
3	<ul style="list-style-type: none"> Sous-station de 380 kV de Bâtiaz, Châtelard et Nant de Drance Transformateur de 380/220 kV, 450 MVA de Châtelard Ligne de 380 kV Nant de Drance – Châtelard – Bâtiaz – Le Verney 	Dans le réseau initial pour le RS2025 Raccordement de centrales électriques
4	<ul style="list-style-type: none"> Ligne de 380/220 kV Chamoson – Chippis Sous-station de 380 kV de Chippis, sous-station de 220 kV de Chandoline Transformateur de 380/220 kV, 800 MVA de Chippis 	1-RS2025
5	<ul style="list-style-type: none"> Bouclage de la ligne de 220 kV Bickigen – Chippis dans la sous-station de Wimmis 	2-RS2025
6	<ul style="list-style-type: none"> Sous-station de 380 kV de Mühleberg Transformateur de 380/220 kV, 800 MVA de Mühleberg (PST) 	3-RS2025

	<ul style="list-style-type: none"> Ligne de 380 kV Bassecourt – Mühleberg 	
7	<ul style="list-style-type: none"> Sous-station de 220 kV de Willisau 	Dans le réseau initial pour le RS2025 Sécurité d’approvisionnement
8	<ul style="list-style-type: none"> Transformateur de 380/220 kV, 800 MVA de Laufenburg (PST) 	Remplacement du transformateur
9	<ul style="list-style-type: none"> Transformateur de 380/220 kV, 800 MVA de Beznau (PST) 	Nouveau transformateur, augmentation de la capacité d’importation
10	<ul style="list-style-type: none"> Ligne de 380 kV Beznau – Niederwil (exploitation en 220 kV) 	5-RS2025
11	<ul style="list-style-type: none"> Sous-station de 380 kV de Limmern et Tierfehd Transformateur de 380/220 kV, 600 MVA de Tierfehd Ligne de 380 kV Limmern – Tierfehd – Schwanden 	Dans le réseau initial pour le RS2025 Raccordement de centrales électriques
12	<ul style="list-style-type: none"> Ligne de 380 kV Pradella – La Punt 	3-RS2025

D’autres projets de réseau, dont la mise en œuvre a déjà été décidée, sont en cours de planification, d’approbation ou de construction. L’illustration 17 ci-dessous permet de visualiser les projets de réseau qui doivent encore être mis en œuvre d’ici à 2040.

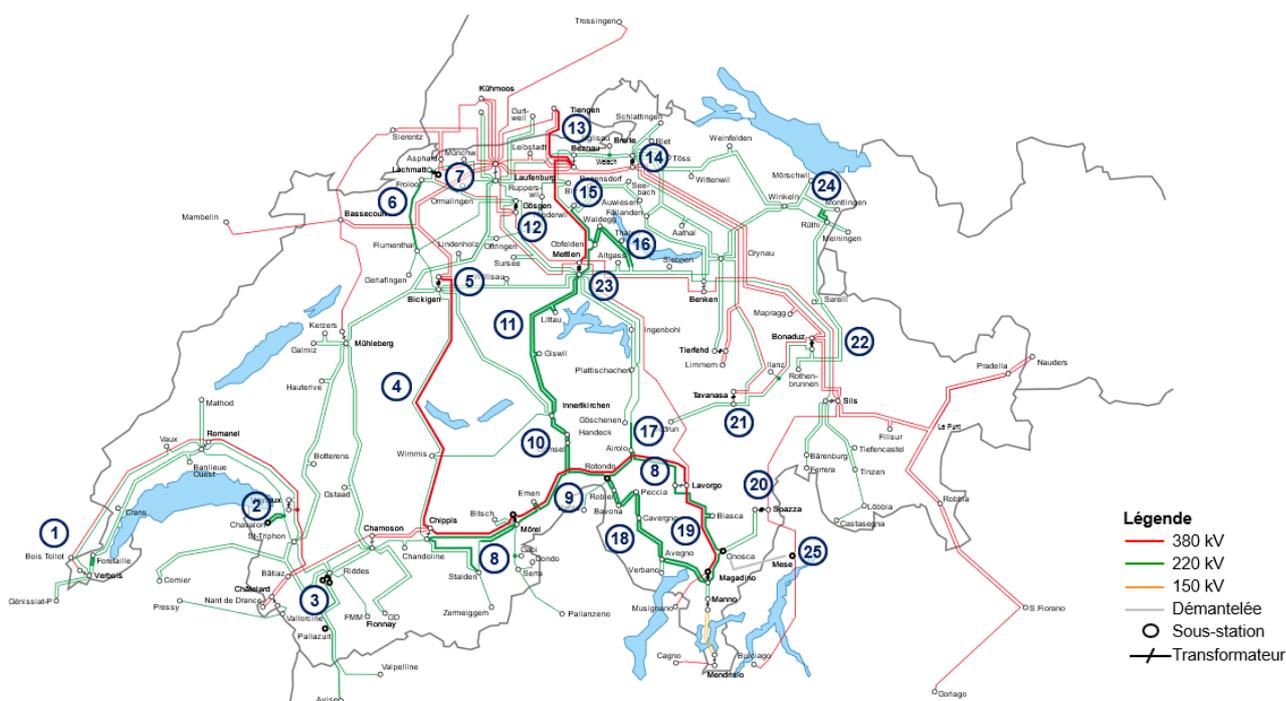


Illustration 17: Projets de réseau devant être réalisés d’ici à 2040

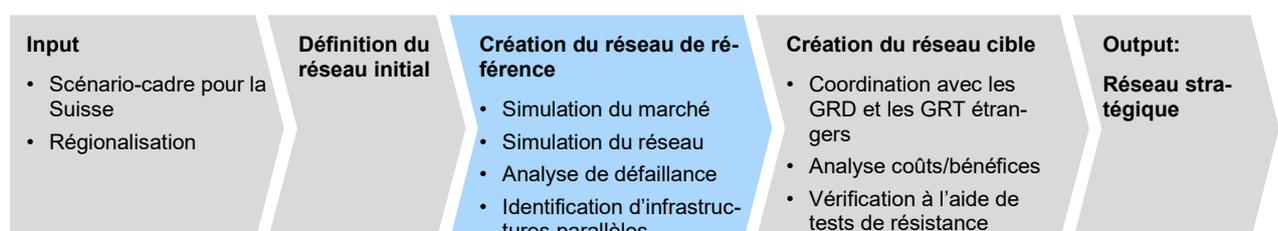
Le tableau ci-dessous dresse la liste des projets de réseau qui ont été décidés et qui seront en service d'ici à 2040:

N°	Nouveaux éléments d'exploitation	Motifs
1	<ul style="list-style-type: none"> • Câble de 220 kV Foretaille – Verbois 	8-RS2025
2	<ul style="list-style-type: none"> • Raccordement de 220 kV de Chavalon pour 100 MVA (remise en service) 	Demande de raccordement
3	<ul style="list-style-type: none"> • Sous-station de 220 kV de Pallazuit • PST de 220/220 kV, 2x450 MVA de Riddes (Grand St Bernard) 	Demande de raccordement
4	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 380 kV Bickigen – Chippis 	2-RS2025
5	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateurs de 380/220 kV, 2x400 MVA (min.) de Bickigen (2 PST) 	Remplacement du transformateur
6	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 220 kV Flumenthal – Froloo 	J2-RS2025
7	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateur de 380/220 kV, 400 MVA de Lachmatt (PST) 	Nouveau transformateur pour améliorer la sécurité d'approvisionnement de la région de Bâle
8	<ul style="list-style-type: none"> • Sous-station de 380 kV de Mörel • Transformateur de 380/220 kV, 600 MVA de Mörel (PST) • Ligne de 380+220 kV Chippis – Mörel • Ligne de 220 kV Chippis – Stalden 	4-RS2025
9	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 380 kV Lavorgo – Mörel 	4-RS2025
10	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 220 kV Innertkirchen – Ulrichen 	9-RS2025
11	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 220 kV Innertkirchen – Mettlen 	9-RS2025
12	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateurs de 380/220 kV, 2x800 MVA de Gösgen (PST) 	Remplacement du transformateur
13	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 380 kV Beznau – Tiengen (DE) 	TYNDP – Étude de réseau avec les TSO allemands
14	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateurs de 380/220 kV, 2x800 MVA de Breite (PST) 	Remplacement du transformateur
15	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 380 kV Beznau – Mettlen 	5-RS2025
16	<ul style="list-style-type: none"> • Sous-station de 220 kV de Waldegg et sous-station de Thalwil • Ligne de 220 kV Obfelden – Waldegg 	J3-RS2025

17	<ul style="list-style-type: none"> • Câble de 220 kV Airolo – Göschenen 	Rénovation et opportunité de regroupement
18	<ul style="list-style-type: none"> • Sous-station de 220 kV de Rotondo • Lignes de 220 kV Magadino – Rotondo (via Robiei, Bavona, Pecia, Caveragno, Avegno) 	Studio Generale 12-RS2025 (année cible 2035)
19	<ul style="list-style-type: none"> • Sous-station de 380 kV de Magadino • Sous-station de 220 kV de Gnosca • Transformateur de 380/220 kV, 800 MVA de Magadino (PST) • Ligne de 380 kV Lavorgo – Magadino • Élimination de la sous-station de 220 kV de Gorduno et de la ligne de 220 kV Gorduno – Mese (IT) 	Studio Generale
20	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateurs de 380/220 kV, 2x400 MVA de Soazza (PST) 	Remplacement du transformateur
21	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateur de 380/220 kV, 400 MVA de Tavanasa (PST) 	Remplacement du transformateur
22	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateur de 380/220 kV, 400 MVA de Bonaduz (PST) 	Remplacement du transformateur
23	<ul style="list-style-type: none"> • Transformateurs de 380/220 kV, 2x800 MVA de Mettlen (PST) 	Remplacement du transformateur
24	<ul style="list-style-type: none"> • Ligne de 220 kV Montlingen – Rüthi 	14-RS2025 (année cible 2035)
25	<ul style="list-style-type: none"> • Sous-station de 380 kV de Mese (IT) 	TYNDP

Tous les projets contenus dans le réseau initial mais qui ne sont pas encore mis en œuvre sont inclus dans la planification pluriannuelle technique de Swissgrid. Celle-ci est mise à jour chaque année et contient notamment la date prévue de mise en service des projets.

5 Création du réseau de référence



Il existe différents motifs qui conduisent à des projets qui seront intégrés dans le réseau de référence 2040. Ceux-ci sont présentés dans l'illustration ci-dessous:

Motifs	Transformation du système énergétique en Europe et en Suisse (beaucoup de petites installations décentralisées et quelques grands projets)		Sécurité d'approvisionnement	Espace limité
Méthodologie	Simulation du marché (Base: SC CH)	Simulation du réseau (base: données régionalisées)	Analyse de défaillance	Identification d'infrastructures parallèles
Résultats	<ul style="list-style-type: none"> Utilisation des centrales électriques et prix du marché par zone de dépôt des offres Congestions sur les lignes transfrontalières entre les zones de dépôt des offres Différences de prix entre les zones de dépôt des offres 	<ul style="list-style-type: none"> Éléments de réseau limitatifs en Suisse Coûts de redispatch Mise en danger de la sécurité du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> Restrictions imposées aux utilisateurs du réseau en cas de défaillance de celui-ci 	Candidats au regroupement identifiés: <ul style="list-style-type: none"> les lignes des RT, RD et CFF sont parallèles Sous-stations proches

Illustration 18: Méthodologie servant à déterminer le réseau de référence

Les méthodes décrites plus en détail ci-dessous permettent d'identifier les projets du réseau de référence.

- A **Simulation du marché:** un modèle de marché européen, dans lequel le réseau est supposé être une plaque de cuivre sans congestion à l'intérieur de chaque zone de dépôt des offres, permet de déterminer l'utilisation optimale des centrales électriques en vue de couvrir à tout moment les besoins en électricité en Europe, et ce, de manière économiquement efficace et en tenant compte des capacités frontalières. Cela permet de déterminer les flux d'électricité qui s'établissent (du point de vue du marché) entre les zones de dépôt des offres. La simulation, basée sur un modèle de réseau simplifié qui comprend les éléments de réseau transfrontaliers entre les zones de dépôt des offres, fournit en outre les éléments de réseau limitatifs pour le commerce européen de l'électricité (cf. chapitre 5.2.2). En outre, on obtient des différences de prix entre les zones de dépôt des offres, ce qui indique qu'un développement du réseau entre ces zones pourrait être judicieux (cf. chapitre 5.2.1).
- B **Simulation du réseau:** celle-ci se fait avec un modèle de réseau européen qui prend en compte tous les éléments de réseau européen du NR 1. Un calcul de défaillance n-1 permet de déterminer si le réseau initial 2040 comporte des congestions lorsqu'il est soumis aux trois scénarios (cf. chapitre 5.2.3). Il est possible de déterminer les coûts de redispatch, qui sont comparés aux coûts d'un éventuel développement du réseau.
- C **Analyse de défaillance:** si les analyses de défaillance, les tests de résistance ou les perturbations du réseau déjà survenues révèlent des points faibles locaux dans le réseau existant qui menacent la sécurité d'approvisionnement, il peut être judicieux d'augmenter la redondance du réseau en le renforçant (cf. chapitre 5.3).
- D **Infrastructures parallèles:** si des tracés de différents gestionnaires de réseau sont parallèles ou si des sous-stations sont très proches d'un point de vue géographique, il faut alors vérifier, lors d'une rénovation, si un regroupement est possible. Cela permet de réduire l'utilisation des terres, de réduire les coûts et d'augmenter les chances que le projet soit approuvé. Swissgrid, les CFF et les GRD raccordés au RT ont identifié des candidats pour le regroupement de leurs réseaux (cf. chapitre 5.4).

5.1 Méthodologie avec simulations du marché/du réseau

Les congestions du réseau de transport suisse sont aujourd'hui détectées au quotidien par simulation dans une plage de temps allant de J-2 à temps réel. Les grandeurs d'entrée sont le modèle de réseau actuel et les valeurs relatives à la production et à la consommation, lesquelles se basent sur des prévisions qui sont meilleures à mesure que l'on se rapproche du temps réel.

Pour pouvoir identifier les congestions du réseau en 2040, nous utilisons comme modèle de réseau le réseau initial 2040, dans lequel tous les éléments de réseau sont en service. Des valeurs horaires pour la production et la consommation sont disponibles par nœud électrique et par scénario. Cela permet d'identifier les

congestions. Contrairement à l'exploitation actuelle, des valeurs Flow-Based par ligne sont utilisées à la place des valeurs NTC par limite.

5.2 Simulation du marché

Dans le projet RS2040, les hypothèses suivantes sont utilisées lors de la réalisation des simulations du marché:

- Trois scénarios (SC CH combiné aux scénarios d'ENTSO (cf. illustration 8))
- Une année climatique: 2009
- Une année cible: 2040
- Modèle de réseau: réseau initial 2040 du chapitre 4

Cela donne trois enregistrements de données à analyser.

2009 a été l'année climatique la plus représentative en Europe sur la période considérée des 30 dernières années. Elle est la plus proche de la moyenne à long terme et a donc reçu la pondération la plus élevée dans le TYNDP.

Elle reflète également très bien la moyenne pour la Suisse. Seules les données de 1993 sont encore plus proches de la moyenne pour la Suisse (cf. illustration 19 ci-dessous).

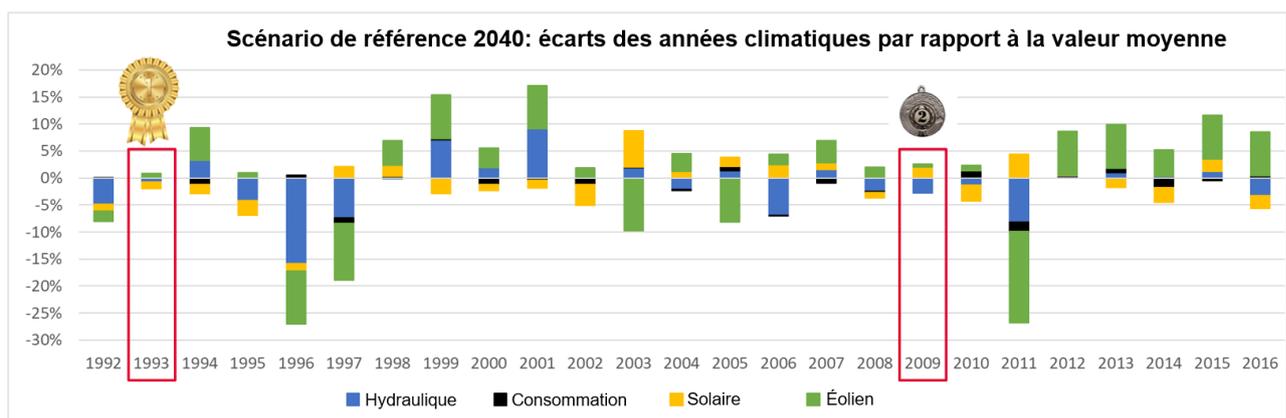


Illustration 19: Analyse des années climatiques pour la Suisse

5.2.1 Résultats des simulations du marché

Le graphique suivant représente, pour chaque scénario, la production annuelle par type de centrale électrique, la consommation et le solde annuel (importation nette ou exportation nette). Notamment pour les échanges avec l'étranger, cette valeur doit être considérée pour des périodes plus courtes (p. ex. été, hiver).

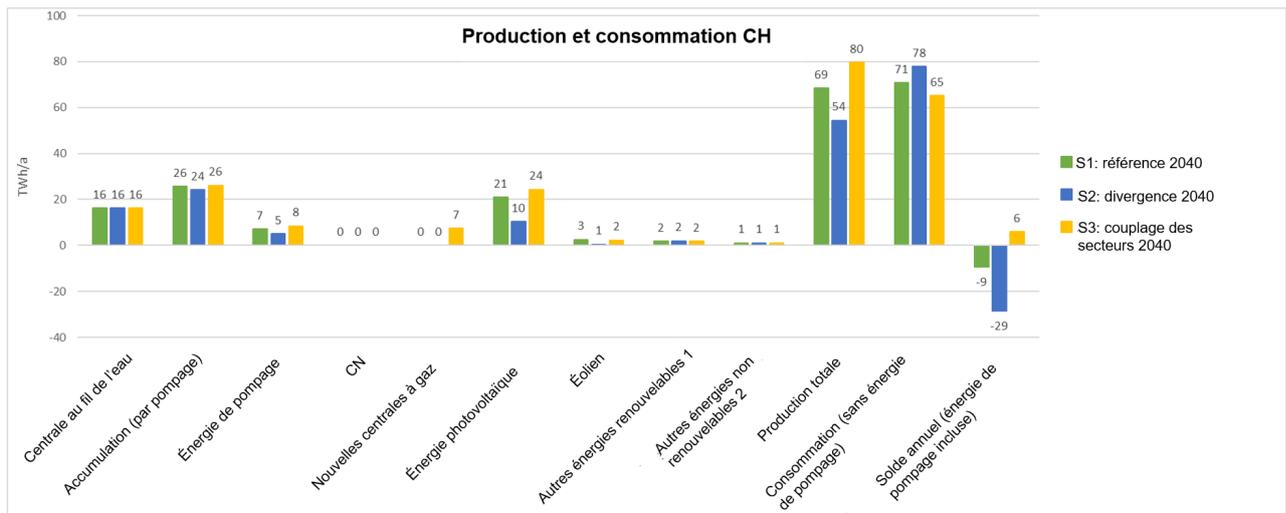


Illustration 20: Résultats annuels de la simulation du marché par scénario pour la Suisse

Selon le SC CH, plus aucune centrale nucléaire ne sera raccordée au réseau en 2040. Sur l'année, la production en Suisse est assurée pour environ 2/3 par l'énergie hydraulique et pour 1/3 par l'énergie photovoltaïque. Dans le scénario 2 surtout, mais aussi dans le scénario 1, la Suisse est tributaire des importations, en particulier en hiver. Dans le scénario 3, dans lequel la Suisse développe fortement ses capacités de production nationales (notamment l'énergie photovoltaïque), le solde exportateur est positif sur l'année et le besoin d'importation en hiver est réduit par rapport à aujourd'hui.

Les graphiques suivants montrent, pour chaque scénario du SC CH, les valeurs totales hebdomadaires qui résultent de la simulation du marché pour la Suisse en 2040 pour la consommation, la production et l'importation/exportation.

Le graphique pour le scénario 1 montre que la Suisse a un solde exportateur entre les semaines calendaires 20 et 36 et importe le reste de l'année (courbe de la position nette). Les zones grises au-dessus et en dessous de l'axe x permettent de visualiser que la Suisse importe et exporte temporairement chaque semaine. Pendant le semestre d'hiver, les importations nettes s'élèvent au total à environ 14 TWh.

En été, la charge moyenne est de 7,3 GW avec une amplitude comprise entre 5 et 10,4 GW. En hiver, elle s'élève en moyenne à près de 9 GW, avec une amplitude de 5,3 à 13 GW.

La production maximale hydraulique et photovoltaïque se produit au printemps et en été. Au cours de cette période, la simulation du marché ne trouve parfois aucun acheteur national ou international pour l'excédent d'électricité. Un réglage de près de 4 TWh de production photovoltaïque cumulée est donc nécessaire.

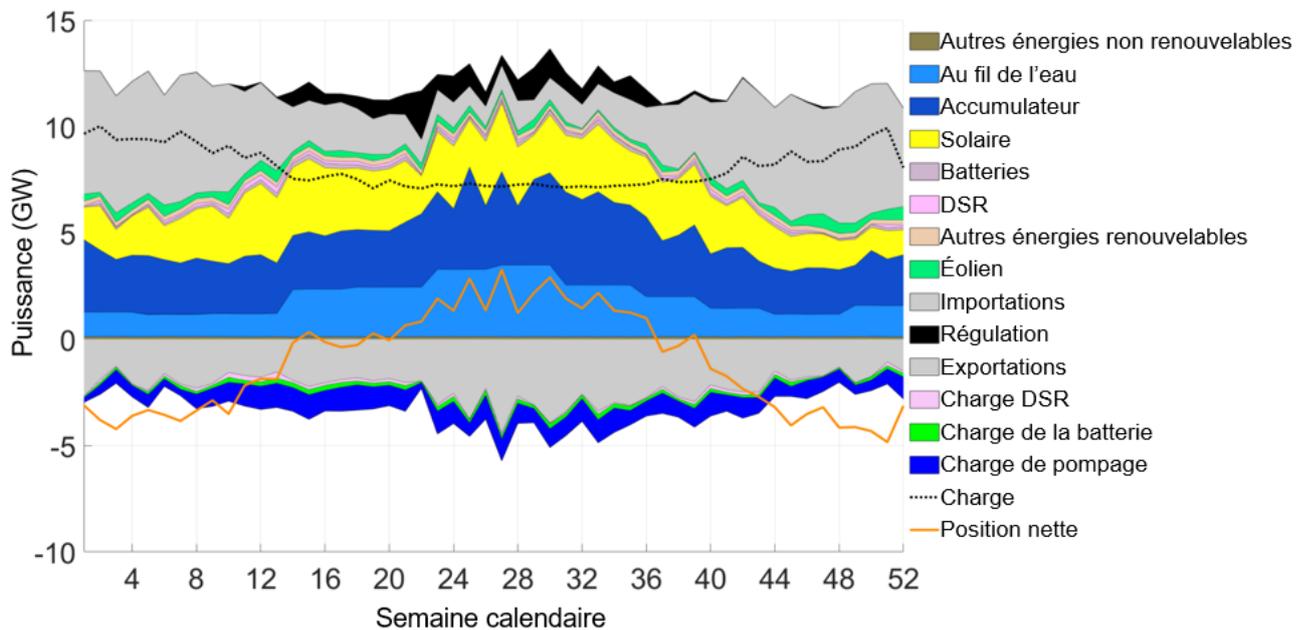


Illustration 21: Scénario 1 (2040): valeurs hebdomadaires pour la production, la consommation, l'importation/exportation

Le graphique du scénario 2 montre que la Suisse présente un excédent d'importations presque chaque semaine. Le solde exportateur pour l'ensemble de l'année est de 29 TWh, dont 24 TWh pour le semestre d'hiver. Malgré la forte dépendance de la Suisse vis-à-vis des importations, la simulation du marché ne montre aucune ENS, ce qui signifie que la consommation peut toujours être couverte (hypothèse: la Suisse a un accès total au marché européen de l'électricité).

En été, la charge moyenne est de 8 GW avec une amplitude comprise entre 5,5 et 11,5 GW. En hiver, elle est en moyenne de 9,7 GW, avec une amplitude comprise entre 6 et 14,3 GW.

L'énergie photovoltaïque étant moins développée dans ce scénario, seules quelques heures de surproduction en Suisse ne peuvent pas être commercialisées. Un réglage de 0,2 TWh est nécessaire.

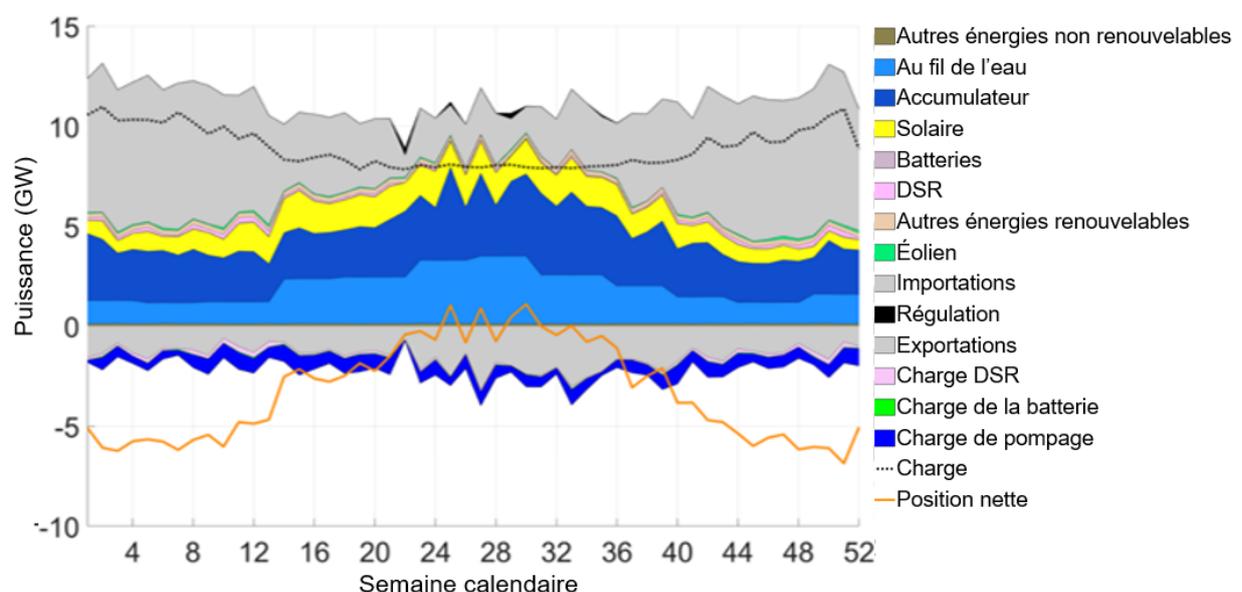


Illustration 22: Scénario 2 (2040): valeurs hebdomadaires pour la production, la consommation, l'importation/exportation

Le graphique pour le scénario 3 montre que la Suisse a un solde exportateur entre les semaines calendaires 12 et 40 et importe le reste de l'année. Durant le semestre d'hiver, les importations nettes s'élèvent à 4,6 TWh, ce qui est moins qu'en 2023.

En été, la charge varie entre 4,6 et 9,4 GW, avec une moyenne de 6,7 GW. En hiver, elle se situe entre près de 5 GW et près de 12 GW, avec une moyenne de 8,2 GW.

La production maximale hydraulique et photovoltaïque a lieu du printemps à l'automne. Sur cette plage, la simulation du marché ne trouve toujours pas d'acheteurs nationaux et internationaux pour l'excédent d'électricité. Un réglage de 7 TWh en PV et de 0,1 TWh d'énergie éolienne est nécessaire.

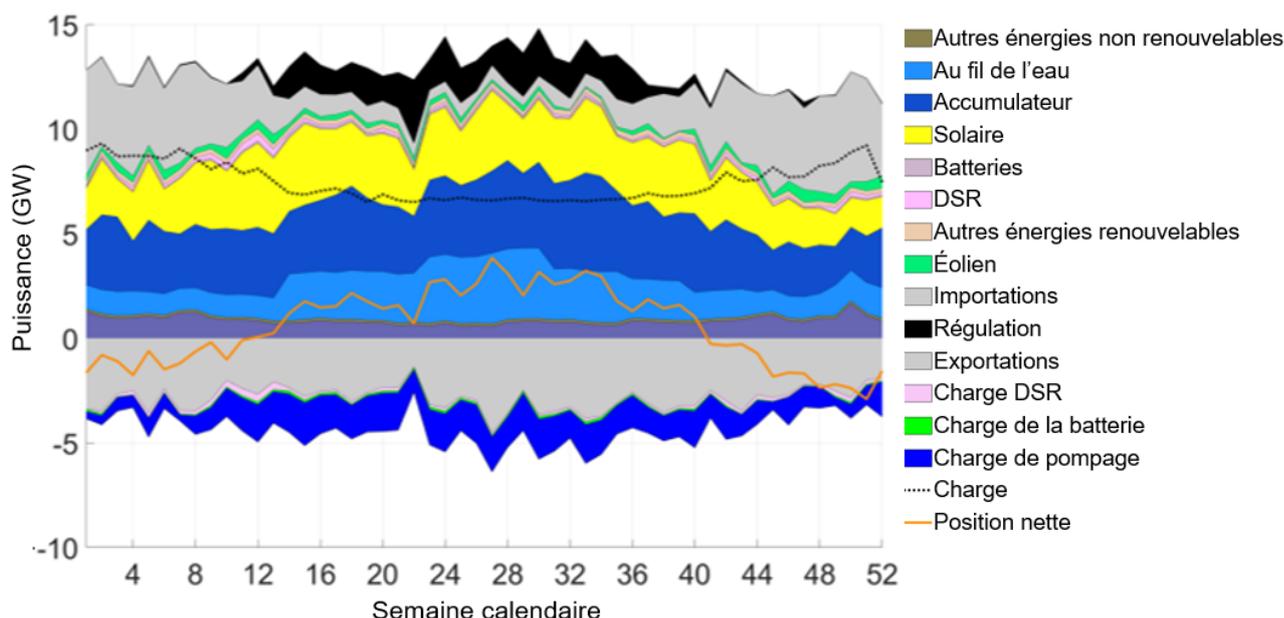


Illustration 23: Scénario 3 (2040): valeurs hebdomadaires pour la production, la consommation, l'importation/exportation

Le prix du Market Coupling est calculé par zone de dépôt des offres sur la base des offres des fournisseurs d'électricité. L'algorithme de Market Coupling garantit que la demande en électricité est satisfaite au meilleur prix possible en faisant appel aux fournisseurs les moins chers au sein de la région de Market Coupling.

Les exploitants de centrales électriques «must run» (photovoltaïque, éolien, au fil de l'eau) ainsi que les exploitants de centrales thermiques (centrales nucléaires, charbon, gaz, pétrole) proposent leur courant à la bourse de l'électricité aux coûts marginaux respectifs de leurs centrales électriques. Pour le photovoltaïque, l'éolien et le fil de l'eau, ces coûts marginaux sont nuls. Pour les centrales thermiques, ils se basent sur les coûts du combustible et les coûts de démarrage.

Le résultat des trois scénarios du SC CH pour la Suisse se présente comme suit:

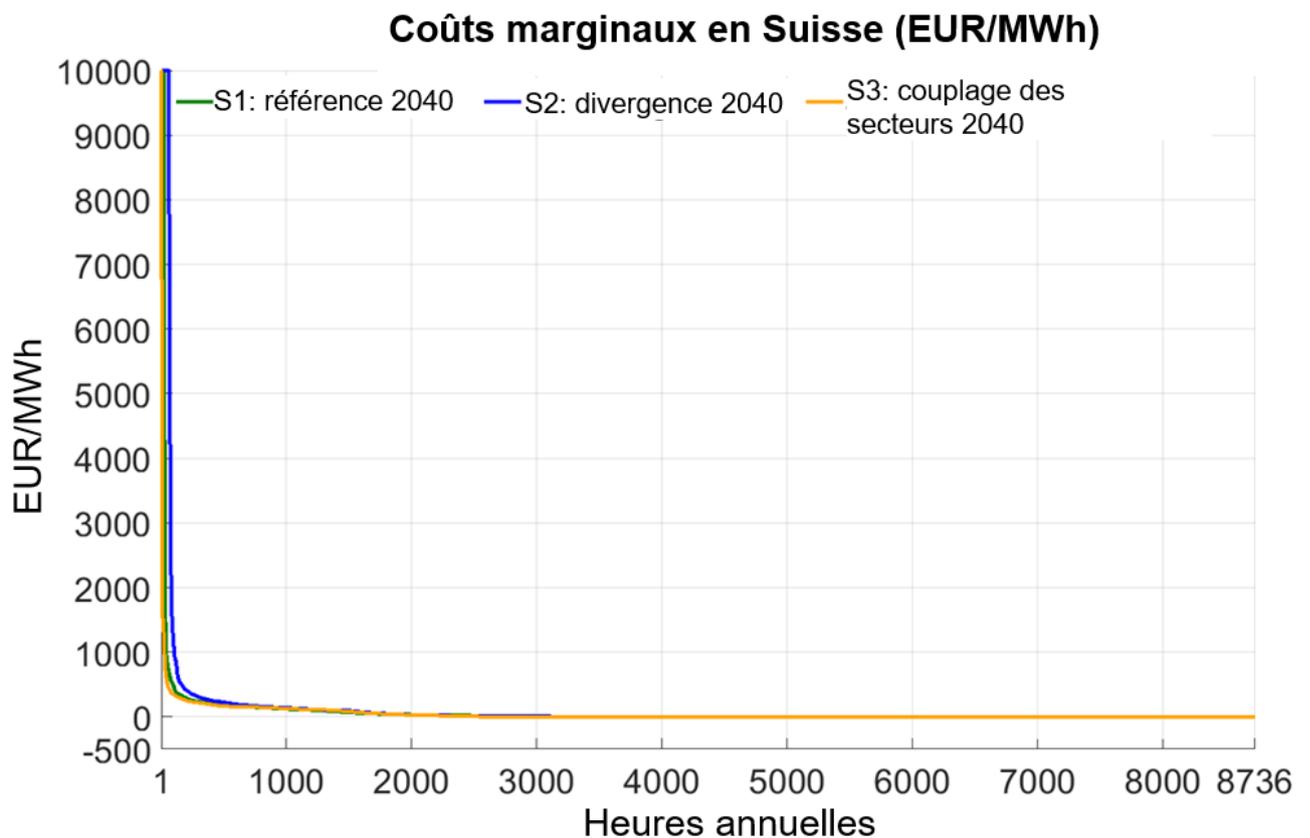


Illustration 24: Hiérarchie annuelle ordonnée – prix de l'électricité CH (2040) pour les scénarios du SC CH

Le fait de classer les prix par ordre de grandeur permet de saisir et d'évaluer plus facilement le niveau des prix. On constate que le prix de l'électricité peut être nul pendant environ 5000 heures de l'année, car la production de l'injection en fonction de l'offre est plus importante que la charge. Pendant ces heures, non seulement la charge est couverte, mais de l'énergie est également stockée. Le prix de l'électricité nul part d'un marché idéal. Dans la réalité, des prix inférieurs à zéro ou à peine supérieurs à zéro sont également possibles (**remarque:** des images comparables peuvent être affichées pour chaque zone européenne de dépôt des offres).

Les différences entre les scénarios apparaissent lorsque l'on considère les 3300 heures de l'année où les prix de l'électricité sont supérieurs à zéro.

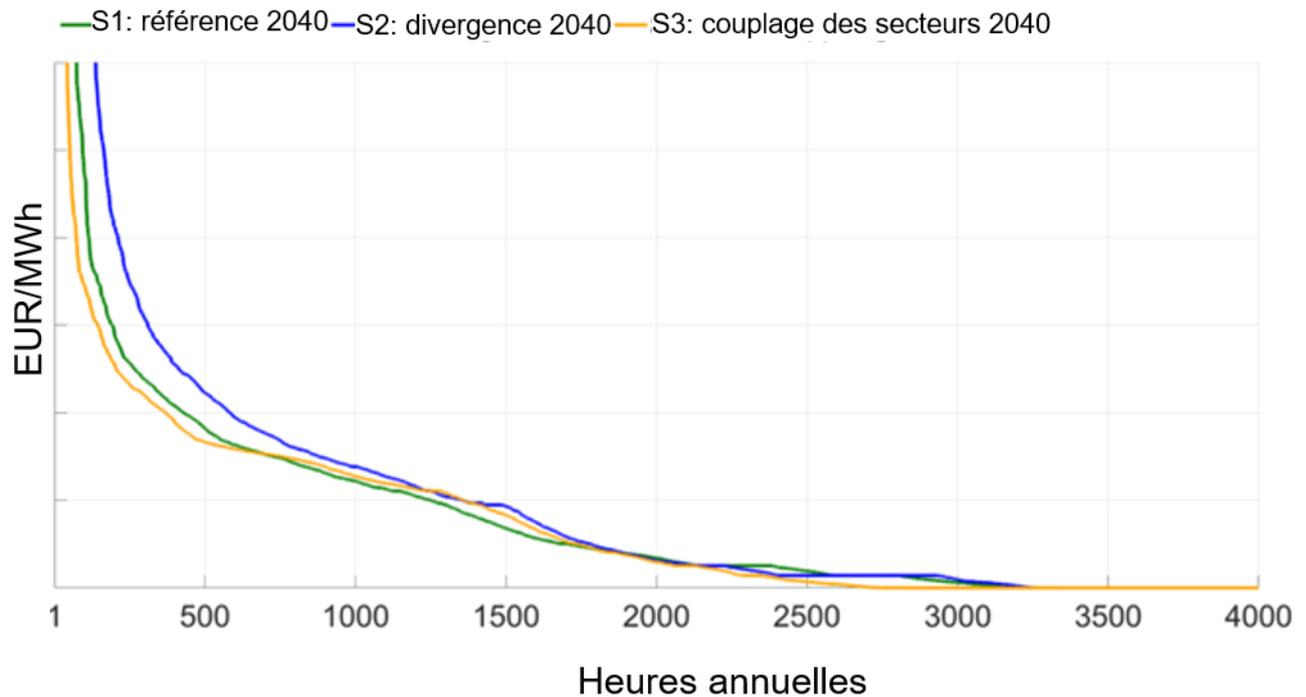


Illustration 25: Hiérarchie annuelle ordonnée des prix de l'électricité en 2040 – les 3300 heures les plus chères

Durant ces heures, les fournisseurs d'électricité, qui produisent de l'électricité de manière ciblée pour le marché et qui doivent au moins couvrir leurs coûts marginaux, fixent le prix. Dans le scénario 2, les prix les plus élevés apparaissent généralement en Suisse, car c'est là que la consommation est la plus forte et qu'elle doit être particulièrement couverte par des importations. En 500 heures environ, la simulation du marché donne des prix de marché allant de EUR 200/MWh à une valeur maximale de EUR 10 000/MWh. Pendant ces heures, il y a un déficit d'électricité et des installations de production très coûteuses doivent être activées ou des consommateurs arrêtés. Dans la mesure où la charge ne peut pas être couverte, on part d'un prix de EUR 10 000/MWh.

Dans le cadre des simulations du marché, on suppose des coûts marginaux et des coûts de démarrage par type de centrale. Dans chaque zone de dépôt des offres, il existe une puissance installée spécifique pour chaque type de centrale électrique. La composition du parc des centrales électriques étant différente dans chaque zone de dépôt des offres, il en résulte une Merit Order List propre à chacune de ces zones. La centrale électrique la plus chère, qui doit être activée pour répondre à la demande, fixe le prix du marché pour l'heure concernée. L'illustration 26 ci-dessous montre les coûts marginaux pour les différents types de centrales électriques, tels qu'ils ont été utilisés dans la simulation du marché.

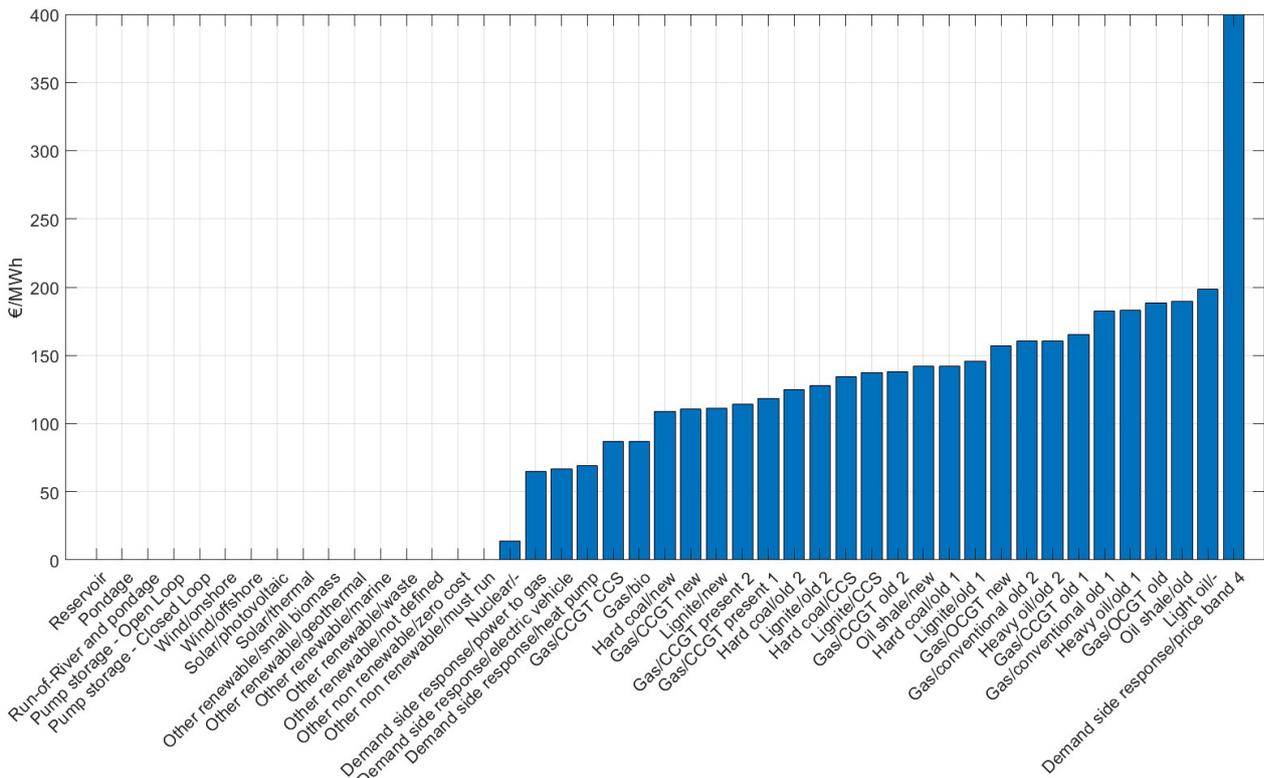
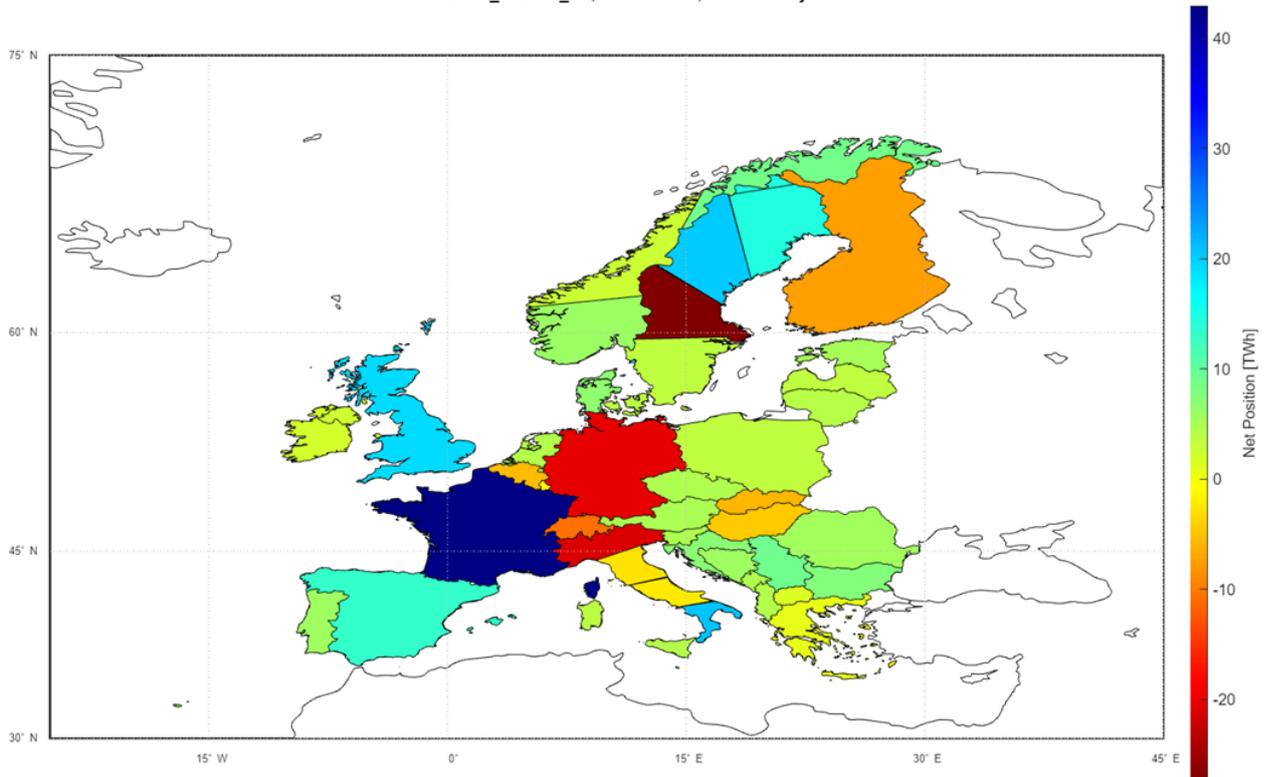


Illustration 26: Coûts marginaux par type de centrale

L'illustration 27 montre les soldes des différentes zones de dépôt des offres pour le semestre d'hiver (en haut) et le semestre d'été (en bas).

Referenz2040_CY2009_FB, Net Position, Winter-Halbjahr



Referenz2040_CY2009_FB, Net Position, Sommer-Halbjahr

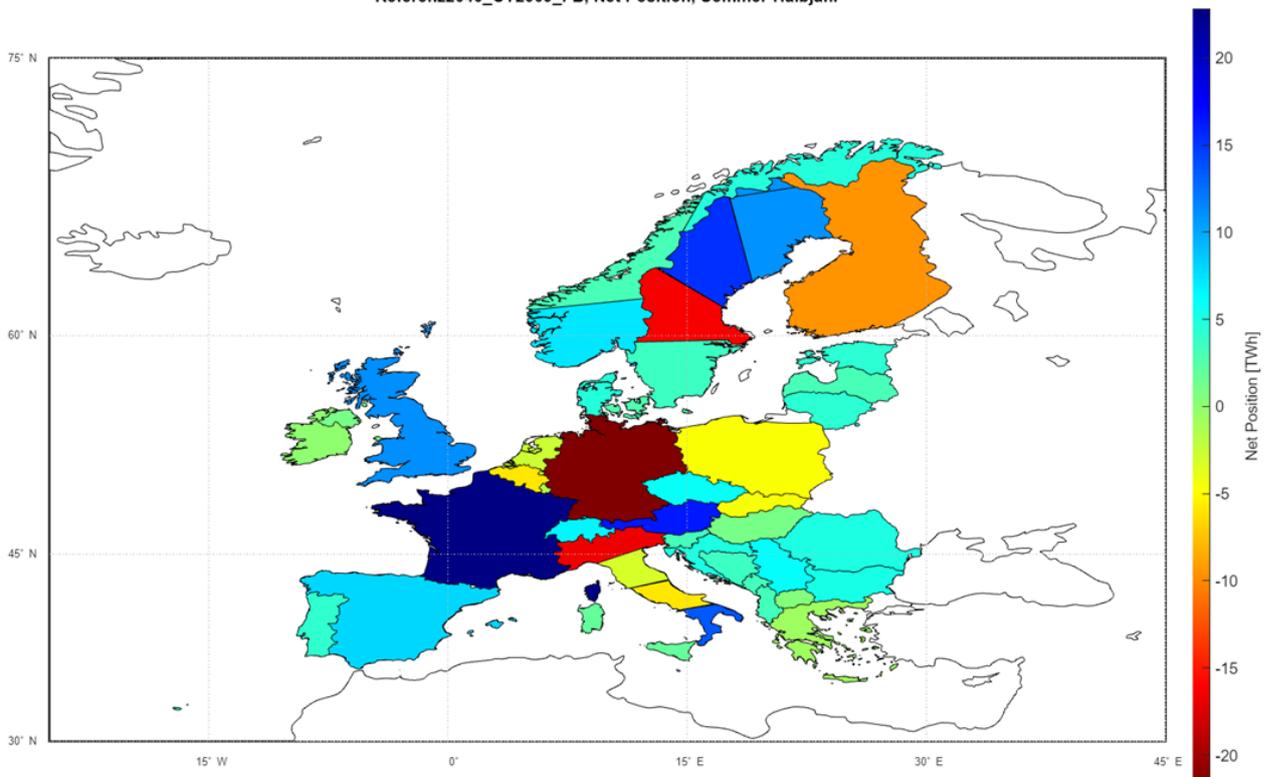


Illustration 27: Solde des importations/exportations par zone de dépôt des offres dans le scénario 1 en 2040 (en haut: semestre d'hiver, en bas: semestre d'été)

Les exportateurs d'électricité sont la France, la péninsule ibérique, la Grande-Bretagne, l'Europe de l'Est, les Balkans et une partie de la Scandinavie. L'Allemagne, le nord de l'Italie et une partie de la Suède importent en net aussi bien en été qu'en hiver. De son côté, la Suisse exporte en été et importe en hiver.

L'étape suivante consiste à comparer les prix pratiqués en Suisse avec ceux des zones de dépôt des offres voisines de France, d'Italie, d'Allemagne et d'Autriche. Les différences de prix indiquent que la capacité frontalière entre les zones de dépôt des offres est pleinement utilisée, mais qu'elle n'est pas suffisante pour niveler les prix. Si la capacité frontalière disponible était plus importante, on assisterait à des échanges supplémentaires entre les zones de dépôt des offres et à un nouveau nivellement des prix. La plus-value économique (point de vue de toute l'Europe) apportée par ce commerce devrait être comparée aux coûts du développement du réseau (point de vue du TSO concerné) afin de décider si un développement du réseau est judicieux sur le plan économique. Même si c'est le cas, il peut y avoir des situations dans lesquelles les coûts de développement du réseau et les avantages économiques ne sont pas répartis de manière identique entre les pays concernés.

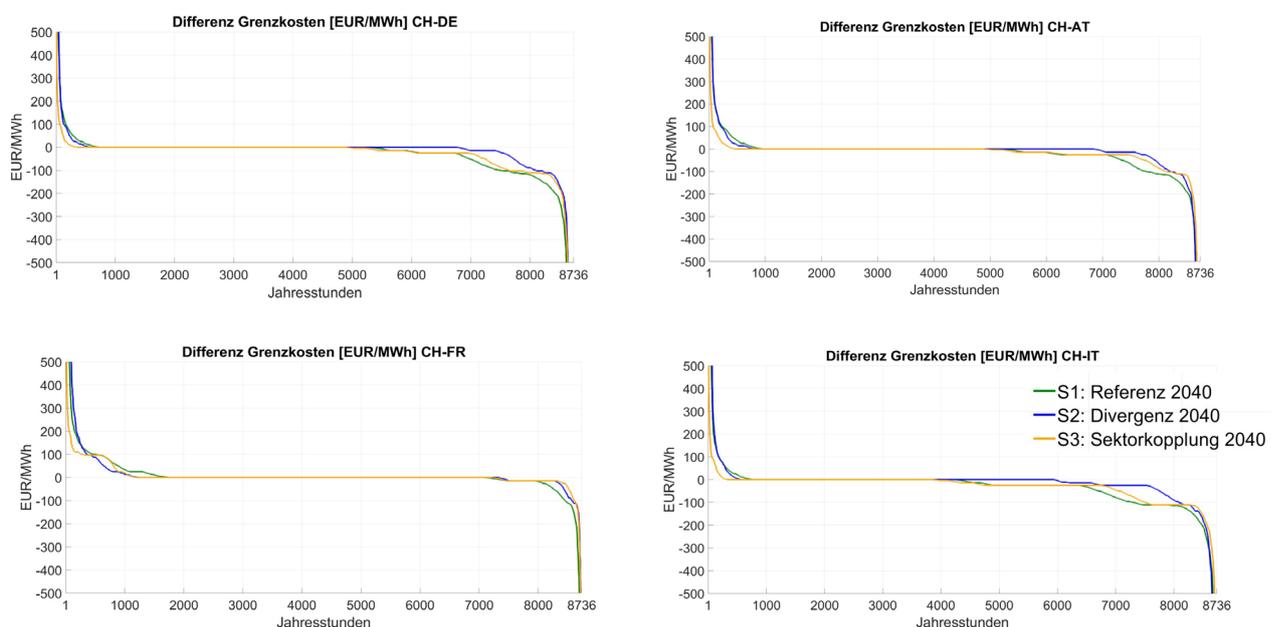


Illustration 28: Courbes annuelles ordonnées des écarts de prix (CH - zones de dépôt des offres voisines)

Les graphiques montrent ce qui suit:

Des écarts de prix extrêmes sont visibles en quelques heures à toutes les frontières et dans les deux directions. Ceux-ci se produisent pendant les heures où la demande ne peut pas être satisfaite ou ne peut l'être que de justesse dans une zone de dépôt des offres.

CH-FR: jusqu'à 2200 heures, le niveau de prix en Suisse est plus élevé que chez l'exportateur qu'est la France. Cet écart est notamment plus important dans le scénario 3, car les coûts marginaux des centrales à gaz sont plus élevés en Suisse. Sur 1000 heures, on observe également un léger écart de prix dans le sens de la livraison en France, lorsque la Suisse commercialise ou souhaite commercialiser davantage ses excédents de production.

CH-DE: lors de l'importation depuis l'Allemagne, des écarts de prix se produisent également de manière analogue à la France, mais beaucoup plus rarement (1000 heures). En revanche, l'Allemagne, en tant qu'importateur, affiche sur 3000 heures des prix plus élevés que la Suisse.

CH-AT: les écarts avec l'Autriche sont très similaires à ceux avec l'Allemagne.

CH-IT: pour les importations en provenance d'Italie, des écarts de prix apparaissent également, de manière analogue à la France, mais avec 1000 heures, ils sont beaucoup plus rares que pour les importations depuis la France et comparables à ceux des importations depuis l'Allemagne. En revanche, l'Italie, en tant qu'importateur, affiche sur 4000 heures des prix plus élevés que la Suisse.

Synthèse 1: les différences de prix existantes indiquent qu'il est économiquement judicieux, en particulier pour les États importateurs comme l'Italie, l'Allemagne et la Suisse, de se raccorder à un super-réseau étendu afin de pouvoir acheter le courant des endroits où il y a des excédents et, ainsi, de devoir utiliser moins souvent leurs propres centrales électriques de secours coûteuses. Swissgrid mène donc, en dehors du Réseau stratégique, des études avec des GRT étrangers sur d'éventuels projets transfrontaliers.

L'illustration 29 ci-dessous montre la position nette horaire de la Suisse en GW. Dans l'allocation de capacités basée sur les flux, on ne considère pas les programmes de négociation entre les différentes zones de dépôt des offres, mais les positions nettes. Celles-ci indiquent, par zone de dépôt des offres et par heure, la quantité importée ou exportée par la zone de dépôt des offres.

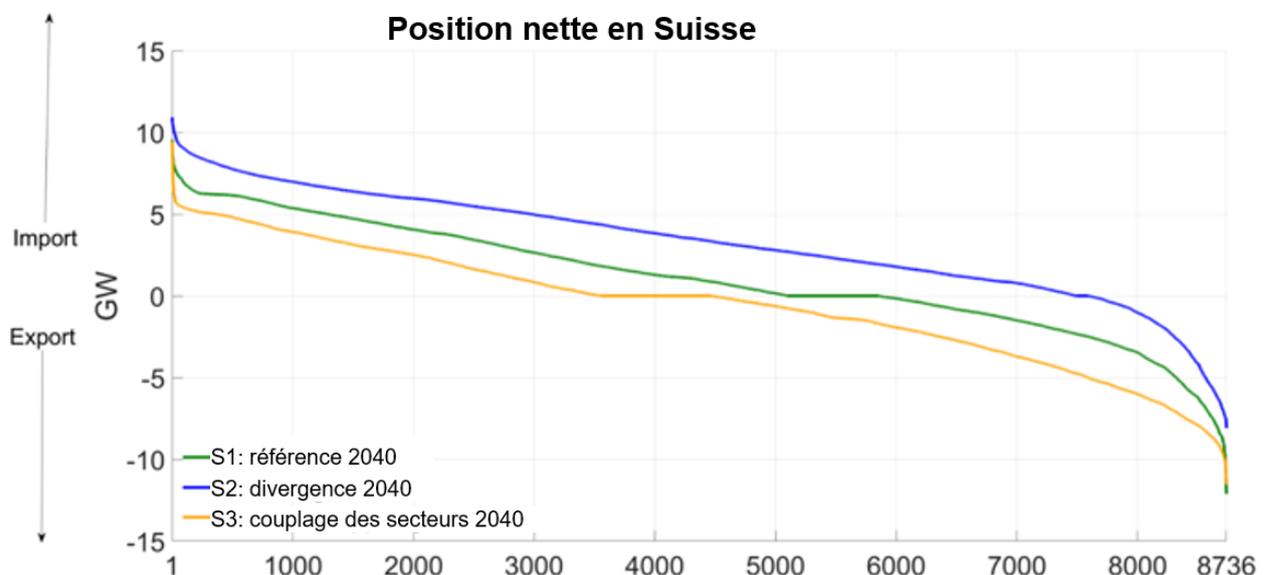


Illustration 29: Position nette de la Suisse par scénario en 2040

À titre de comparaison, en 2023, l'exportation maximale était de 7957 MW et l'importation maximale de 4664 MW.

C'est dans le scénario 2 Divergence 2040 que les importations nettes sont les plus élevées en raison de la consommation la plus élevée et de la production nationale la plus faible. Elles peuvent aller jusqu'à 10,9 GW. Sur 18 heures, les importations nettes dépassent les 10 GW. À cela s'oppose une exportation nette maximale de 8 GW. Dans 80% des cas, la position nette de la Suisse se situe entre 7 GW (importation) et -1 GW (exportation).

En revanche, l'exportation nette la plus élevée de 11,5 GW a lieu dans le scénario 3 Couplage des secteurs 2040, caractérisé par la consommation la plus faible et la production nationale la plus élevée. Ici, l'importation nette maximale est de 9,5 GW et la position nette se situe 80% du temps entre +4 GW et -5 GW.

Le scénario 1 Référence 2040 se situe entre les deux, avec des valeurs maximales nettes de 9,5 GW d'importations nettes et de 12 GW d'exportations nettes. Dans le scénario de référence, la position nette de la Suisse oscille 80% du temps entre 5,4 GW et -3 GW.

Synthèse 2: le RS2025 était déjà conçu pour une position nette de la Suisse de +/- 10 GW. Par conséquent, seules des congestions modérées sont attendues sur les lignes transfrontalières. En outre, le réseau initial 2040 comprend déjà plusieurs PST qui permettent de gérer les flux et de réduire davantage les congestions.

5.2.2 Besoin de développement du réseau transfrontalier sur la base du SC CH

- (1) L'analyse Flow-Based³ avec le modèle de réseau européen pour l'année 2040⁴ a révélé les éléments de réseau limitatifs représentés dans l'illustration ci-dessous. Dans cette situation initiale, le développement d'une ligne transfrontalière suisse n'augmenterait pas la capacité d'échange de la Suisse, car les congestions apparaissent d'abord ailleurs en Europe.

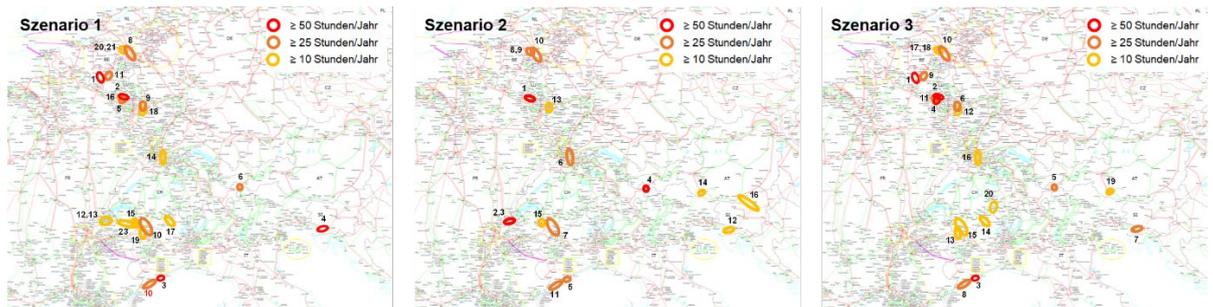


Illustration 30: Éléments de réseau limitatifs pertinents pour la Suisse

- (2) Un réseau CCHT pilotable à grande échelle permettrait, le cas échéant, de surmonter les congestions du réseau AC. Des études avec les GRT voisins sont nécessaires à cet effet.

5.2.3 Besoin de développement du réseau en Suisse sur la base du SC CH

Les besoins de développement du réseau de transport suisse sont identifiés en réalisant une simulation de marché Flow-Based avec le réseau européen initial 2040 et les trois scénarios du SC CH. Les données régionalisées tiennent également compte des grands projets connus qui seront directement raccordés au RT suisse.

Lors de la simulation, on choisit un réglage optimal des PST dans le réseau initial 2040, pour lesquels le nombre de violations (n-1) est minimal.

Les graphiques suivants montrent, pour chacun des trois scénarios (d'abord une analyse énergétique, puis une analyse de la puissance), quels sont les éléments de réseau limitatifs du RT suisse. Vient ensuite une analyse pour le cas spécial où les centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen seraient encore en service en 2040. Il convient de noter que la défaillance de différents éléments de réseau peut entraîner la surcharge d'un seul et même élément de réseau.

³ Cette analyse part du principe qu'il n'y a pas de congestion du réseau à l'intérieur des zones de dépôt des offres. Sans cette simplification, l'effort de calcul serait trop important pour toute l'Europe. Les congestions au sein de la zone de dépôt des offres suisse ne seront déterminées qu'à l'étape suivante.

⁴ Ce modèle de réseau est le réseau initial 2040, lequel part du principe que tous les projets de réseau prévus en Suisse (RS2025) et également à l'étranger (TYNDP 2020) seront mis en œuvre.

L'analyse du **scénario 1** donne les résultats suivants:

Analyse énergétique:

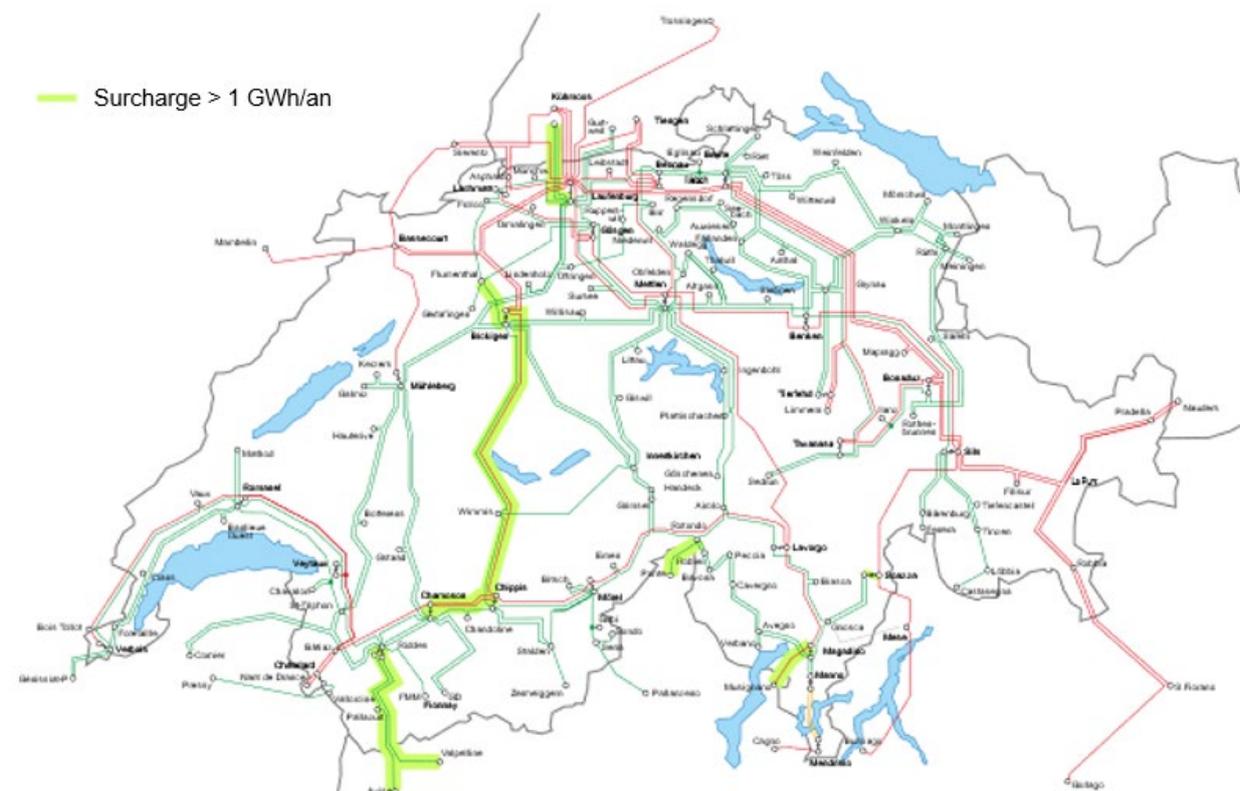


Illustration 31: Éléments de réseau limitatifs du scénario 1 sur le RT suisse (analyse énergétique)

Chaque ligne a une capacité de transport maximale pour laquelle elle a été autorisée. Si, dans l'analyse, la puissance de transport dépasse la valeur maximale autorisée en une heure, la quantité d'énergie excédentaire correspondante est enregistrée. Ces quantités d'énergie sont additionnées sur l'ensemble de l'année 2040. Si cette «énergie de surcharge» est supérieure à 1 ou 5 GWh par an, cela est mis en évidence dans le graphique. Le cas échéant, il pourrait être nécessaire de développer le réseau sur ces lignes. Toutefois, ce n'est pas nécessairement le cas, par exemple parce que:

- la ligne est déjà conçue de manière plus solide, mais n'a été autorisée que pour une puissance moindre en service continu (p. ex. Bickigen – Chippis, Chamoson – Chippis: 2% du temps, une exploitation avec une puissance plus importante est possible, de sorte que ces lignes ne sont pas ressorties de l'analyse de la puissance suivante);
- des actions correctives peuvent être prises.

Analyse de la puissance:

L'analyse de la puissance indique, pour chaque élément de réseau, le nombre d'heures au cours desquelles une violation (n-1) s'est produite et la valeur maximale de cette violation. Des dépassements supérieurs à 115% ne sont pas tolérables dans la planification du réseau, car ils pourraient signifier des défaillances immédiates d'autres éléments de réseau.

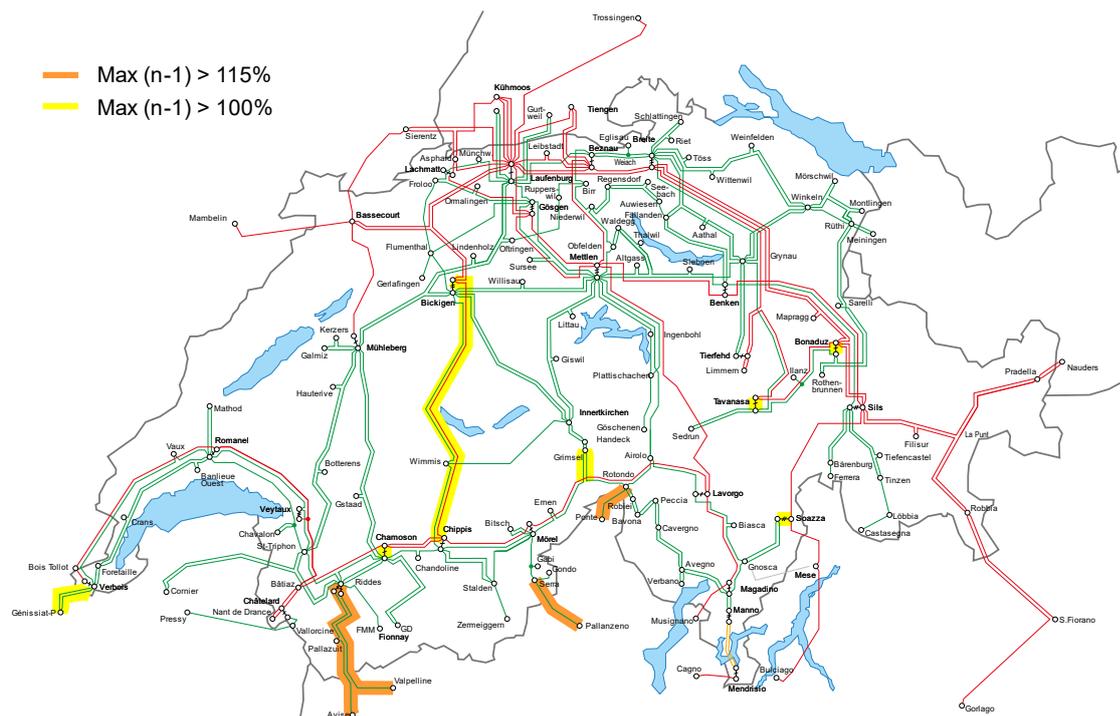


Illustration 32: Éléments de réseau limitatifs du scénario 1 sur le RT suisse (analyse de la puissance)

L'analyse du **scénario 2** donne les résultats suivants:

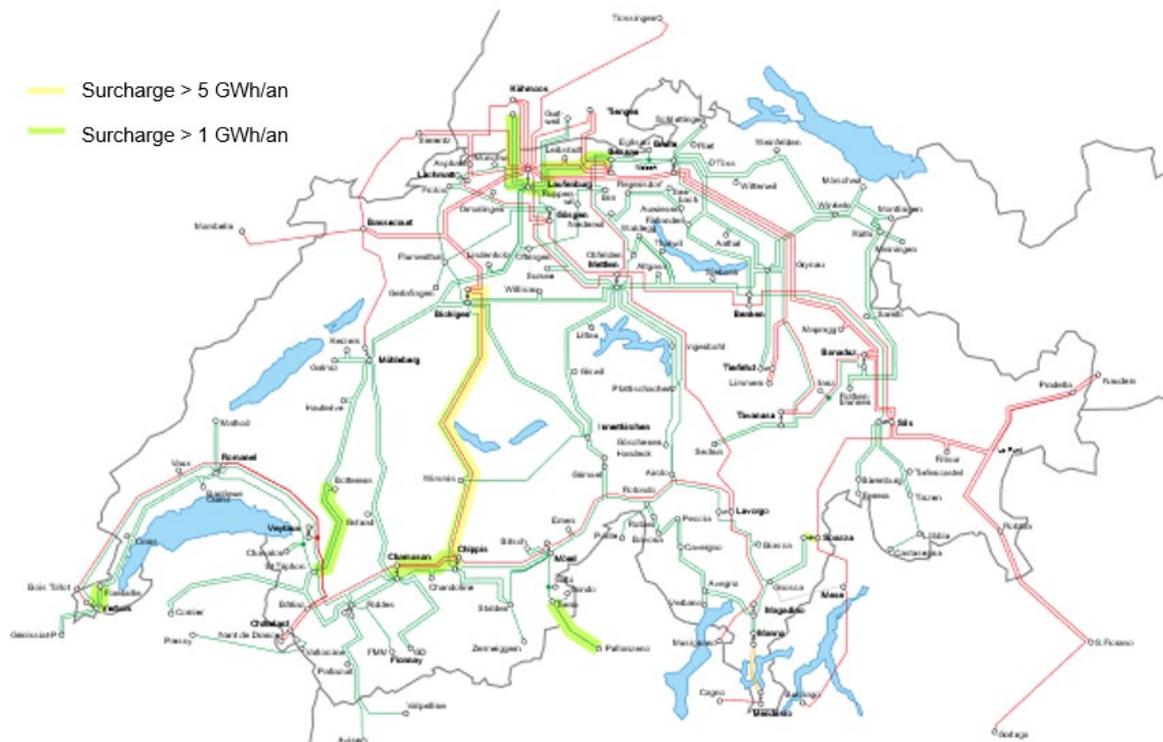


Illustration 33: Éléments de réseau limitatifs du scénario 2 sur le RT suisse (analyse énergétique)

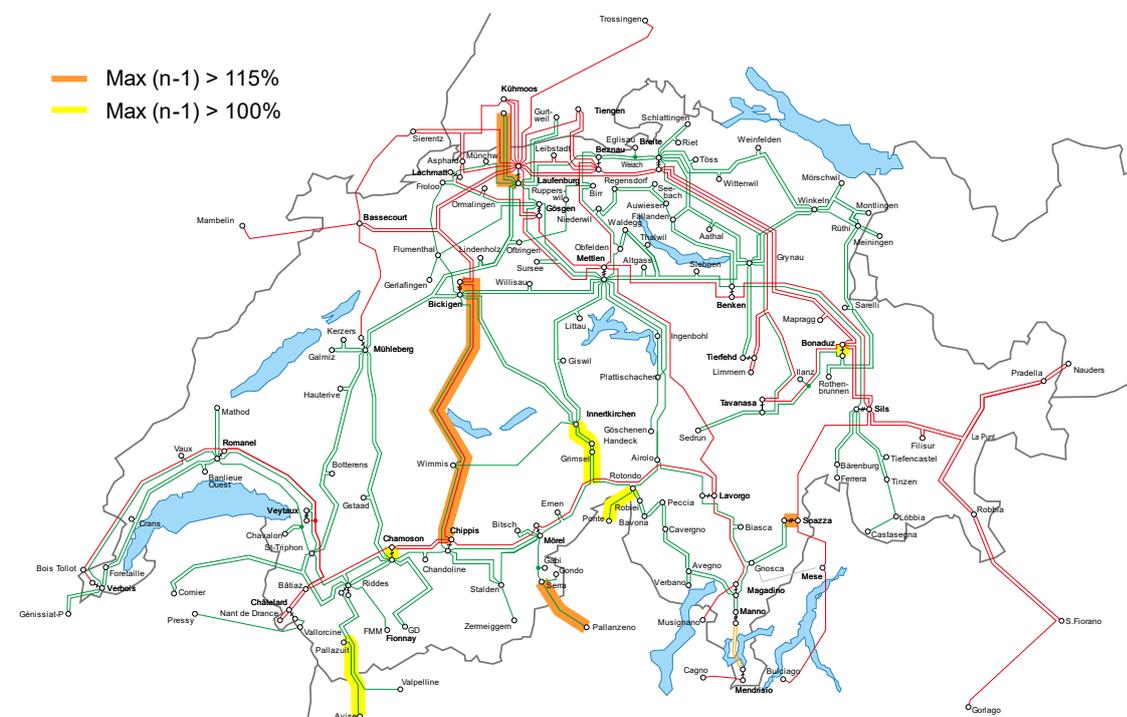


Illustration 34: Éléments de réseau limitatifs du scénario 2 sur le RT suisse (analyse de la puissance)

L'analyse du **scénario 3** donne les résultats suivants:

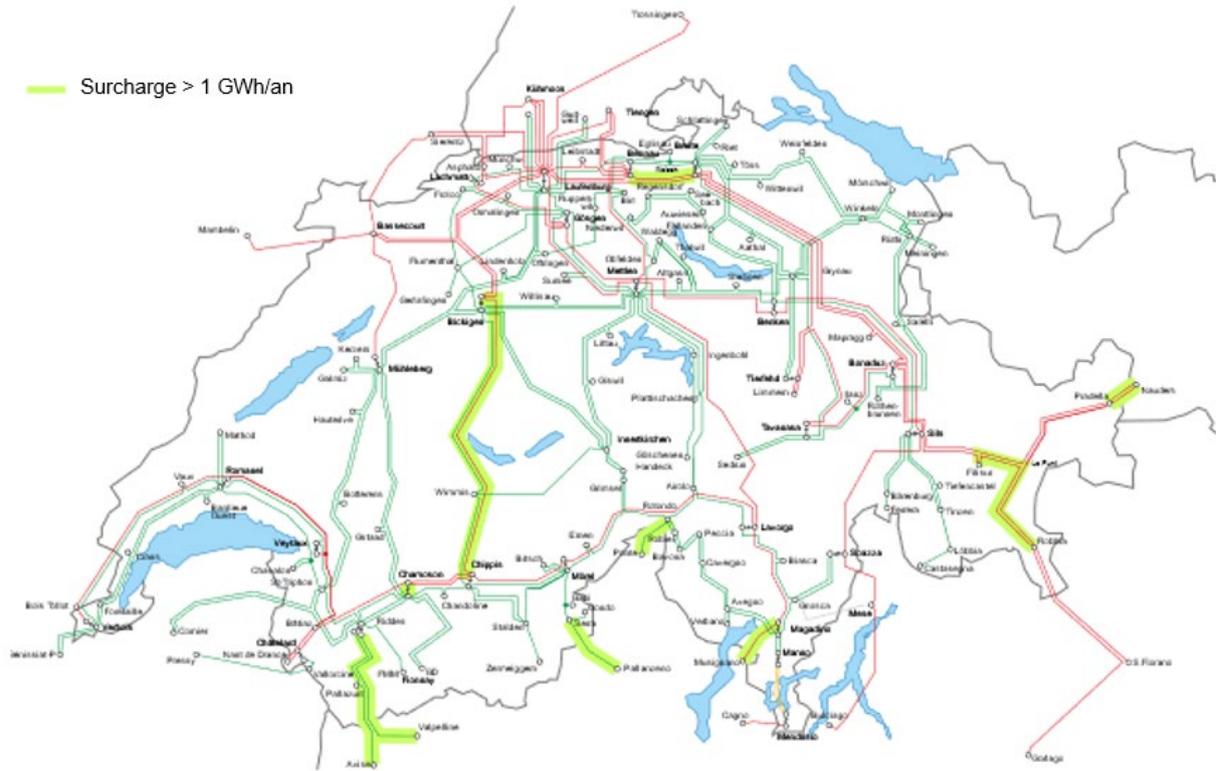


Illustration 35: Éléments de réseau limitatifs du scénario 3 sur le RT suisse (analyse énergétique)

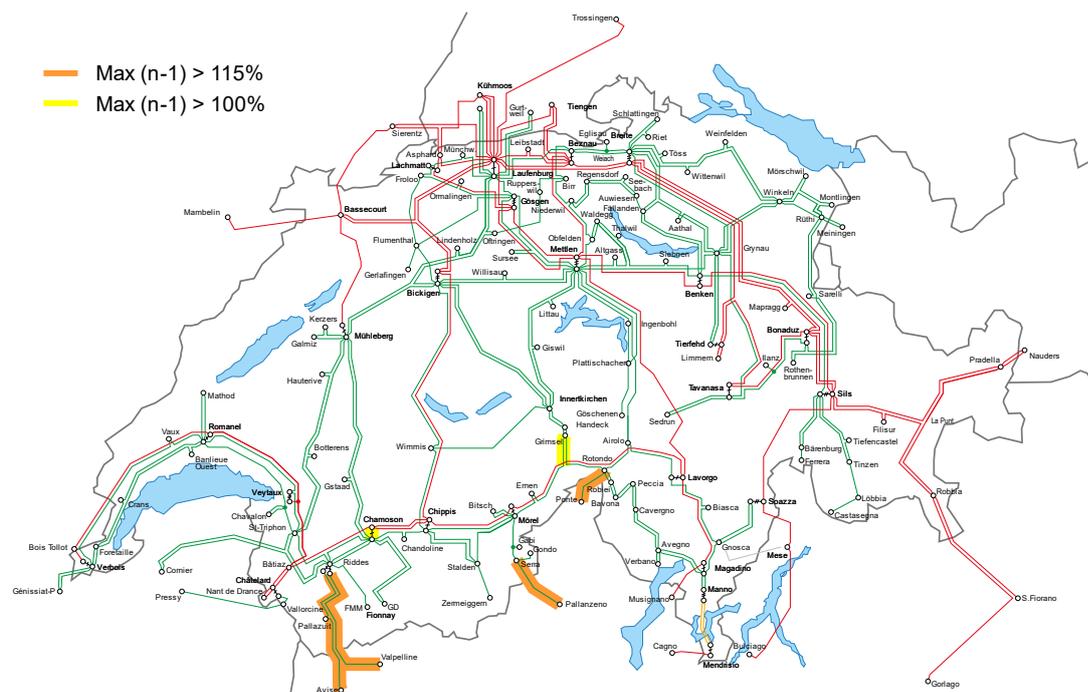


Illustration 36: Éléments de réseau limitatifs du scénario 3 sur le RT suisse (analyse de la puissance)

Les congestions en Suisse romande (au sud et à l'ouest de Bickigen) représentées dans les illustrations 30 à 35 pourraient presque être entièrement résolues par la construction de PST ou de transformateurs à quatre quadrants à Verbois, Saint-Triphon, Riddes et Châtelard. Le projet A: «PST Suisse romande» est décrit au chapitre 6.3.2.1. Une étude de réseau effectuée conjointement avec RTE a également démontré la pertinence de ces PST. La mise en œuvre des PST est donc avantageuse non seulement pour Swissgrid, mais aussi pour les flux d'électricité internationaux.

Une ligne transfrontalière de Laufenburg à Kühmoos (DE) présente des violations (n-1) dans plusieurs scénarios.

Dans une analyse spécifique, on a étudié les effets sur le RT d'une poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen au-delà de 2040 (en s'écartant des hypothèses du SC CH). Une telle poursuite de l'exploitation ne peut pas être exclue compte tenu du débat politique actuel. L'analyse montre que l'interaction d'une poursuite de l'exploitation des deux centrales nucléaires et des autres projets dans la région entraîne des violations (n-1) dans la région Laufenburg – Beznau – Breite. Ces violations sont modérées, surviennent 150 heures par an et peuvent être résolues par un redispatch à un coût d'environ CHF 1 million/an, alors que la construction d'une nouvelle ligne de 380 kV coûterait environ CHF 250-300 millions selon une estimation grossière.

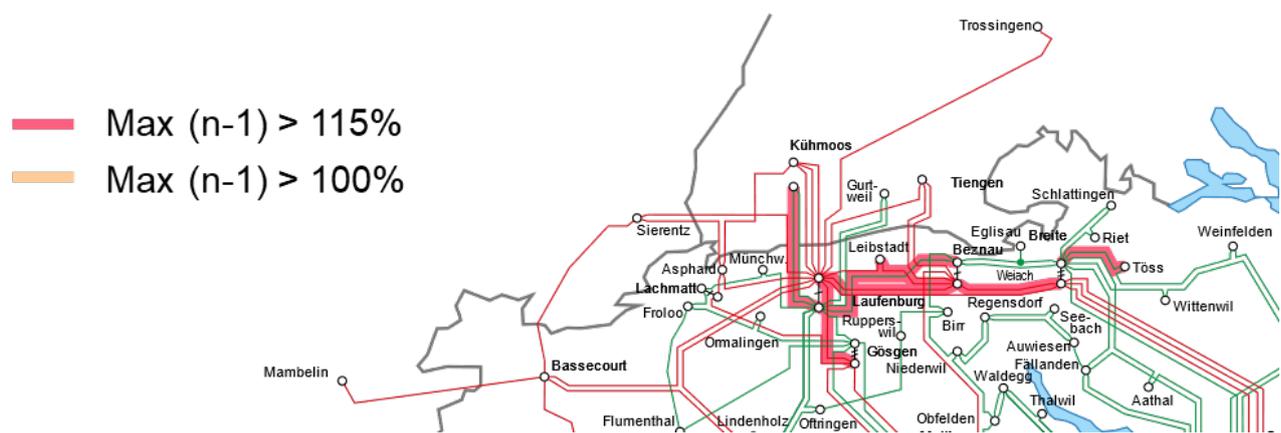


Illustration 37: Congestions du réseau dans la région de Laufenburg en 2040 (centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen encore en service)

Afin de maîtriser les congestions identifiées autour de Laufenburg, il faudrait encourager une étude de réseau avec les TSO allemands. Les analyses relatives à une éventuelle connexion CCHT DE-CH et le choix d'un point de raccordement idéal en Suisse devraient également faire partie de l'étude.

Lonza a déposé une demande de raccordement au réseau de 500 MVA sur le site de Viège, en Valais. Elle souhaite y réaliser un accumulateur de chaleur. Une nouvelle sous-station est nécessaire pour le raccordement au réseau. Ce projet est présenté au chapitre 6.3.2.2 Projet B: «Sous-station de Viège».

Le site de Chavalon fait l'objet d'une demande de raccordement au réseau de la part d'un investisseur pour un centre de calcul avec stockage sur batterie. Le raccordement nécessite la remise en état et l'aménagement de la sous-station affectée ainsi que la construction d'une nouvelle ligne. Ce projet est présenté au chapitre 6.3.2.6 Projet G: «Nouvelle construction de la sous-station de Chavalon et renforcement de la ligne de 220 kV Romanel – Saint-Triphon».

Synthèse: sur la base des directives du SC CH, des congestions modérées ont été identifiées, notamment en Suisse romande, qui peuvent être maîtrisées par la construction de PST. En outre, les sites de Viège et Chavalon font l'objet de demandes de raccordement au RT qui nécessitent un développement du réseau.

Un éventuel besoin de développement de la ligne Laufenburg – Beznau – Breite doit être examiné dans le cadre d'une étude transfrontalière avec les GRT allemands voisins.

5.3 Besoin de développement du réseau pour augmenter la sécurité d'approvisionnement

On a identifié sur le RT peu d'endroits où la défaillance d'un élément de réseau peut entraîner des restrictions ou des défaillances régionales pour les utilisateurs du réseau ou les réseaux de distribution raccordés. Dans ce genre de situation, un développement du RT peut se justifier pour accroître la sécurité d'approvisionnement. Les cas suivants ont été identifiés:

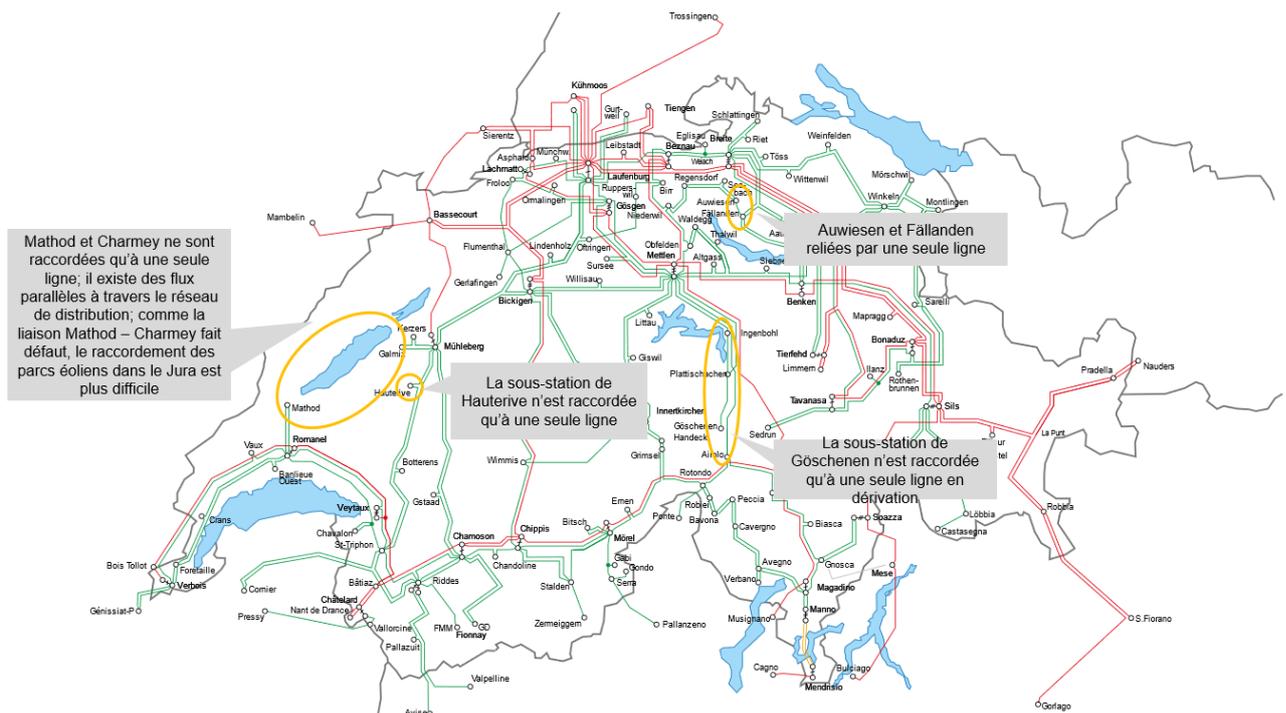


Illustration 38: Augmenter la sécurité d'approvisionnement des GRD et EC raccordés au RT

Le réseau de 220 kV de la région est toujours réalisé avec deux systèmes par tracé, sauf entre Auwiesen et Fällanden, dans le canton de Zurich, où il n'y a qu'un seul système de 220 kV. La défaillance ou la consignation de la ligne Auwiesen – Fällanden entraîne des congestions et des difficultés d'exploitation sur d'autres éléments de réseau du NR 1 ainsi que sur le réseau de distribution d'EWZ dans la région. Le projet visant à renforcer le réseau est présenté au chapitre 6.3.2.5 Projet F: «Système de 220 kV supplémentaire Auwiesen – Fällanden».

La sous-station de Göschenen est raccordée à la sous-station de Plattischachen par une seule ligne. Si cette ligne subit une défaillance ou fait l'objet d'une consignation, cela signifie que la centrale électrique de Göschenen ne peut pas produire à plein régime et que l'approvisionnement en électricité du canton d'Uri n'est plus assuré. Un tel incident s'est déjà produit en février 2022. Un second raccordement de la sous-station de Göschenen désamorcerait cette problématique. La nouvelle ligne renforcerait en outre l'axe nord-sud. Ce projet est présenté au chapitre 6.3.2.4 Projet E: «Système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen».

La sous-station d'Hauterive est raccordée à la ligne de 220 kV Mühleberg – Saint-Triphon. Comme la charge de cette sous-station va augmenter selon les prévisions et qu'elle est d'une grande importance pour l'approvisionnement des clients de Groupe E et du canton de Fribourg, le raccordement d'Hauterive doit être

renforcé afin de garantir la sécurité d’approvisionnement. Ce projet est présenté au chapitre 6.3.2.3 Projet D: «Raccordement de 220 kV redondant au réseau de la sous-station d’Hauterive». La nécessité de cette mesure a été démontrée par une étude de réseau menée conjointement avec Groupe E.

Dans la région du lac de Neuchâtel, tant Romande Energie, Groupe E, les CFF que Swissgrid disposent d’un réseau de lignes. Les CFF ayant besoin de plus de puissance dans cette région, ils vont construire une nouvelle ligne de 132 kV entre Yverdon et Chiètres. De plus, selon les prévisions, la charge à Yverdon va fortement augmenter en raison de consommateurs supplémentaires. Le développement prévu par les CFF offre à Swissgrid l’opportunité de réaliser une liaison supplémentaire qui sera regroupée avec la ligne prévue par les CFF. On obtiendra ainsi les avantages suivants: d’autres systèmes du NR 1 et/ou du NR 3 pourraient être regroupés avec la ligne des CFF. Avec Charmey, Chiètres et Mühleberg à une extrémité et Yverdon et Method à l’autre extrémité du nouveau tracé, des sous-stations proches pourraient éventuellement être regroupées à long terme. Une nouvelle sous-station pourrait être prévue au milieu du tracé afin de coupler les NR 1+3 et de faciliter le transport éventuel de futurs parcs éoliens. L’axe nord-sud serait en outre renforcé pour le transport d’électricité et les flux parallèles pourraient être réduits à travers le NR 3.

5.4 Candidats au regroupement pour une meilleure utilisation de l’espace limité

Dans le cadre du «Réseau stratégique 2040», Swissgrid a examiné où il existait un potentiel de regroupement dans le RT. Pour ce faire, Swissgrid a analysé si des tracés parallèles ou des sous-stations proches les unes des autres pouvaient être regroupés ou rationalisés sans compromettre la sécurité d’approvisionnement. Idéalement, la mise en œuvre aurait lieu dans le cadre d’une rénovation nécessaire des installations et donc, dans certains cas, bien après l’année cible de 2040.

Par ailleurs, dans le cadre du «Réseau stratégique 2040», Swissgrid a également examiné les potentiels de regroupement des projets de rénovation, de renforcement et de développement du RT avec des projets d’infrastructures parallèles. Il s’agit de lignes électriques des niveaux de réseau inférieurs ainsi que des CFF, mais aussi d’autres infrastructures linéaires telles que le réseau routier et ferroviaire. Le regroupement de ce type de projets réduit les coûts et, dans certaines circonstances, également les atteintes au paysage, à l’environnement et à la population.

5.4.1 Regroupements déjà existants et décidés

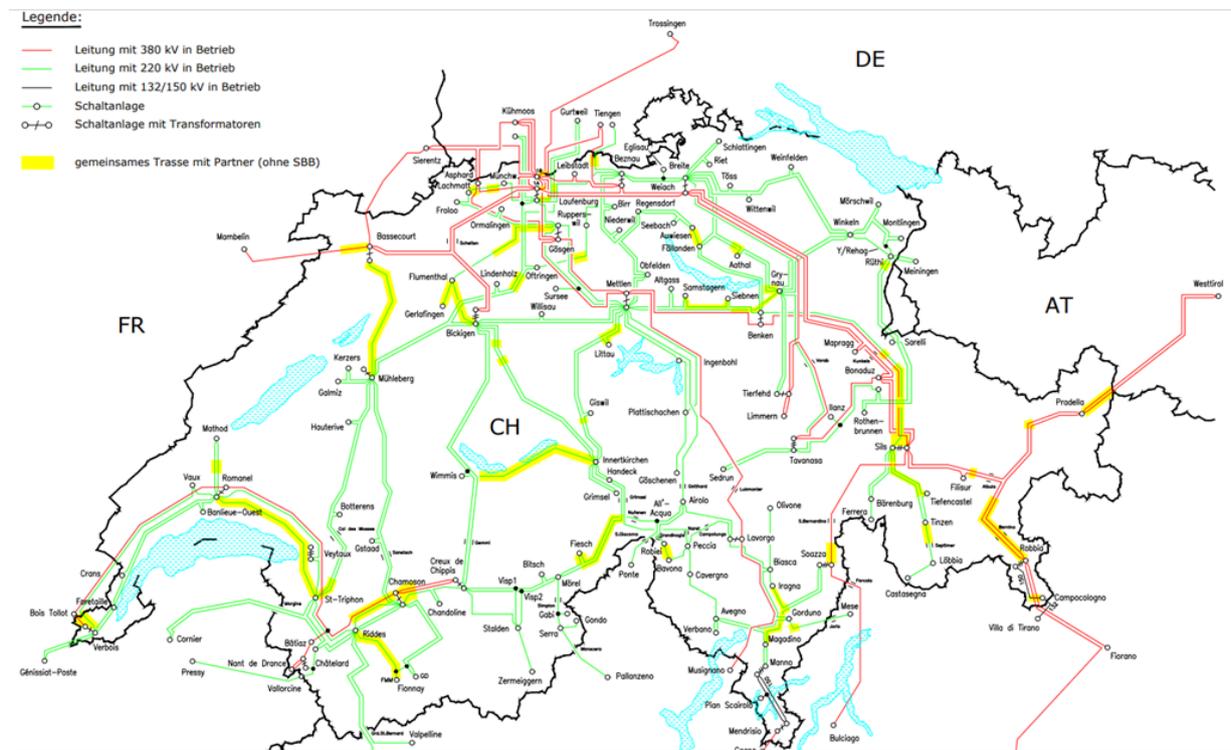
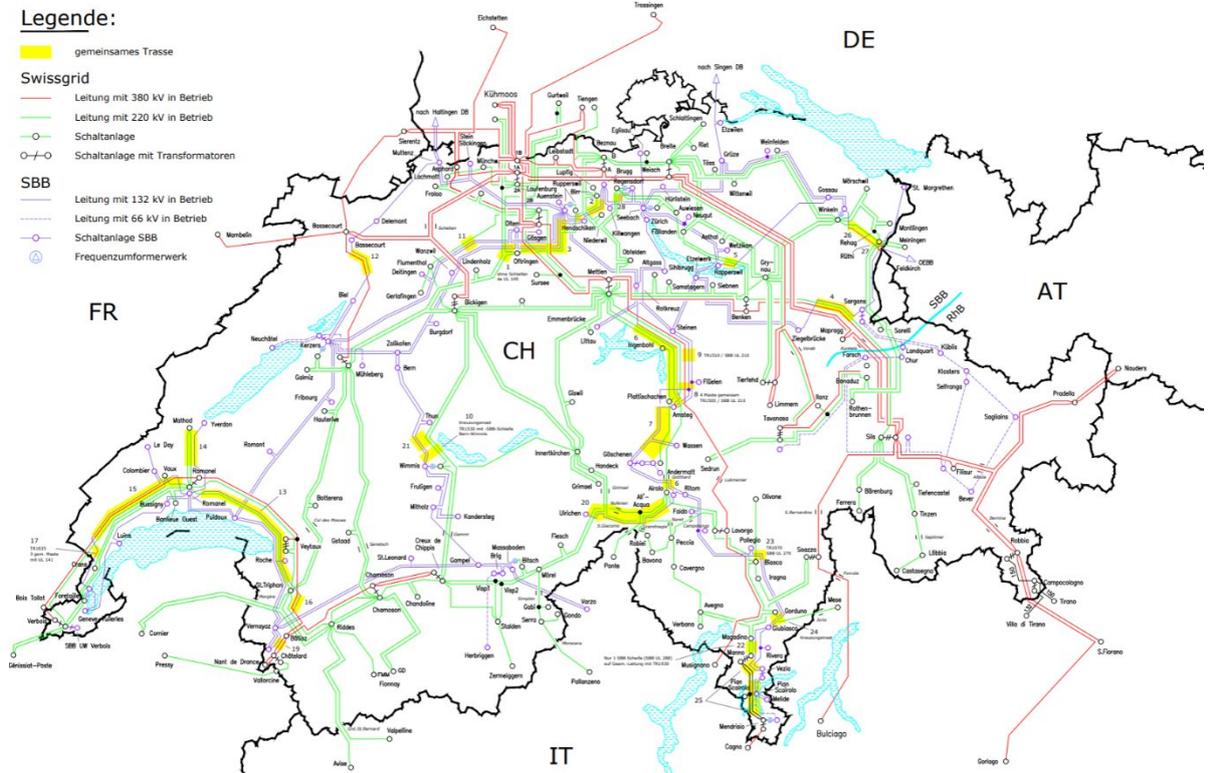


Illustration 39: Regroupements existants avec les lignes des CFF (en haut) et des GRD (en bas)

L'illustration 38 montre que de nombreux tronçons de lignes du RT sont déjà regroupés avec des infrastructures parallèles.

Projets en cours de mise en œuvre déjà inclus dans le réseau initial 2040:

- 2027: sous-station de 220 kV de Thalwil – raccordement par câble dans le tunnel de l'Uetliberg, où des gaines vides ont été posées dès la construction du tunnel pour un éventuel câblage
- 2029: déplacement de la ligne de 220 kV du Saint-Gothard dans le nouveau second tube du tunnel routier du Saint-Gothard en passe d'être construit et démantèlement de la ligne passant par le col
- 2036: la sous-station de 220 kV d'Iragna sera mise hors service, le raccordement au réseau de distribution sera transféré à la sous-station voisine de Biasca
- Ligne du Grimsel de 220 kV sous forme de ligne câblée dans des galeries existantes et un nouveau tunnel à construire (variante principale) ou dans le tunnel multifonctionnel du chemin de fer du Grimsel (variante alternative) [décision du Conseil fédéral du 25 février 2023]

5.4.2 Potentiel de regroupement identifié

L'illustration suivante montre les candidats au regroupement en ce qui concerne les tracés.

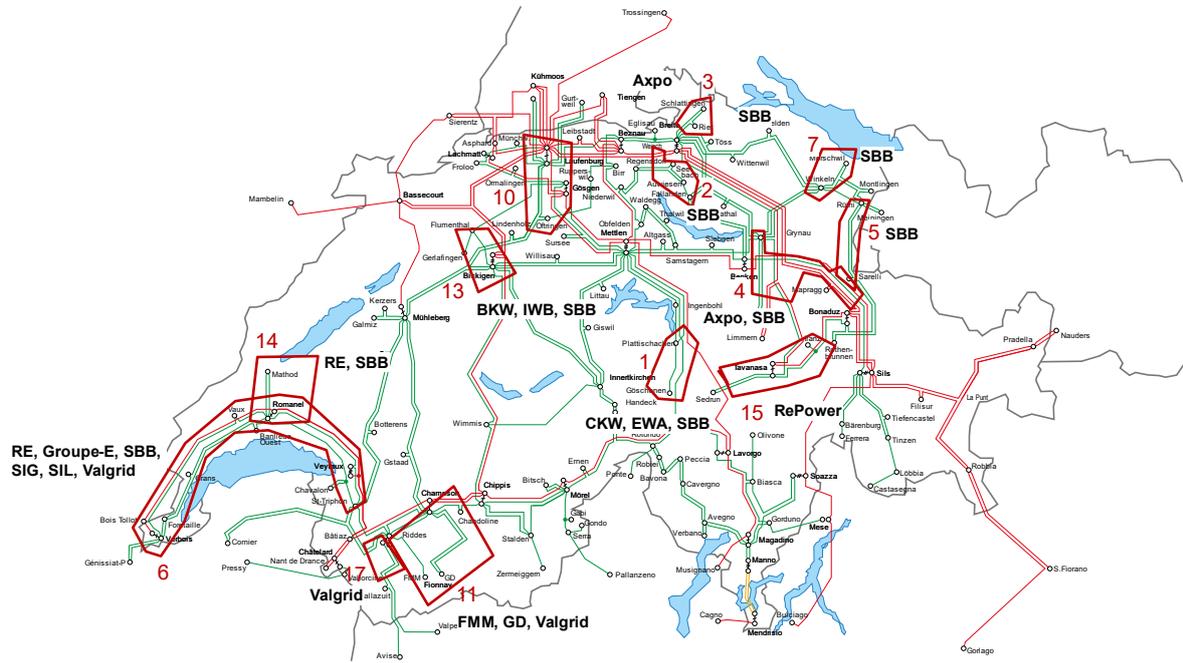


Illustration 40: Candidats au regroupement (tracés)

L'illustration suivante montre les candidats au regroupement en ce qui concerne les sous-stations.

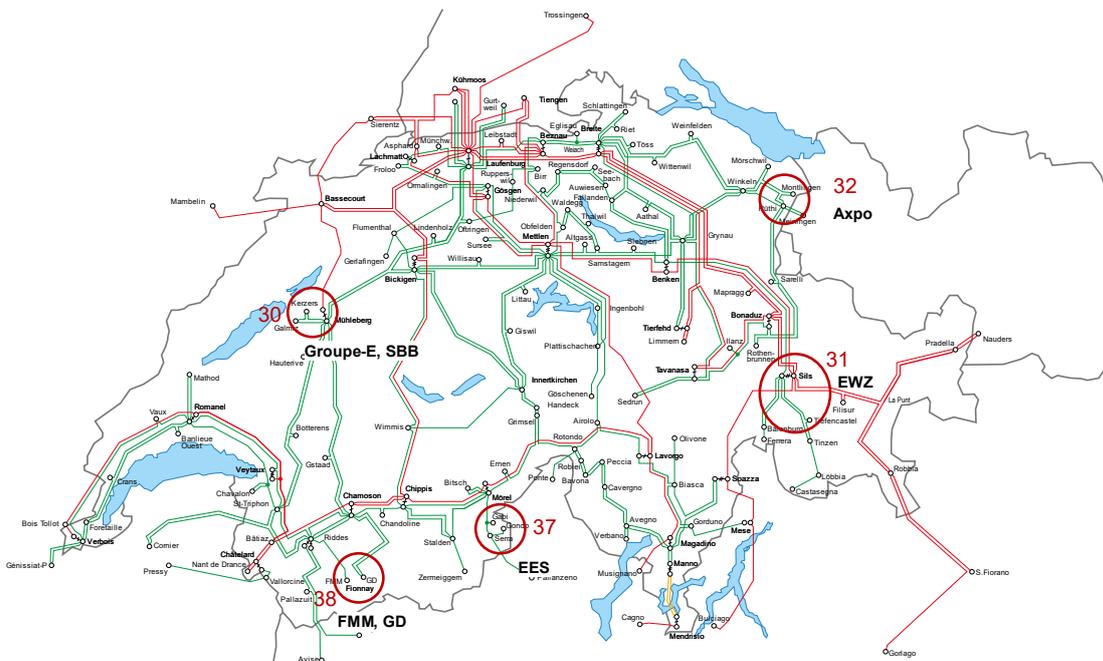


Illustration 41: Candidats au regroupement (sous-stations)

Tous les candidats au regroupement sont encore en cours d'examen et de concertation avec les partenaires impliqués. Une éventuelle mise en œuvre ne serait abordée que si une rénovation des installations existantes s'avérait nécessaire. Les objectifs du regroupement sont de réduire le coût total de toutes les infrastructures regroupées, de soulager l'environnement et de faciliter/accélérer les procédures d'approbation. En outre, le regroupement ne doit pas menacer la sécurité d'approvisionnement.

5.5 Principes s'appliquant au développement du réseau

Les principes de planification du chapitre 5 du document «Planification du réseau chez Swissgrid» s'appliquent. En outre, les points suivants sont pris en compte.

Dans le réseau AC, les principes suivants s'appliquent lors du développement du réseau pour choisir le niveau de tension approprié:

- Pour les axes de transit, toujours en 380 kV.
- Pour les lignes menant aux centrales électriques ou aux centres de consommation, la situation actuelle du réseau est analysée et il est ensuite décidé, en fonction de la situation, s'il convient de choisir entre 220 et 380 kV. Si, à long terme, l'exploitation en 380 kV semble possible et efficace, le développement se fera pour 380 kV, même si l'exploitation se fait d'abord en 220 kV.

Le développement du réseau, efficace sur le plan économique, peut être réalisé au niveau du RT ou du RD afin de résoudre les problèmes de congestion sur le RD ou le RT (la cause et l'effet ne doivent pas nécessairement se trouver au même endroit). Au Tessin, l'un des premiers projets de ce type est la rénovation et le développement coordonnés des NR 1-3 (Studio Generale). Des efforts sont faits pour appliquer cette approche de coordination régionale du réseau dans toute la Suisse. Actuellement, on planifie toutefois le RT de sorte que celui-ci soit exploité en toute sécurité en n-1. Jusqu'à présent, les niveaux de réseau sous-jacents ne sont donc pas pris en compte dans la planification du réseau en dehors du Tessin. Une information réciproque sur les réseaux stratégiques de Swissgrid, des GRD raccordés au RT et des CFF doit être réalisée au sein du GT CRPR. Si nécessaire, des études de réseau communes aux gestionnaires de réseau concernés peuvent être lancées.

5.6 Réseau de référence 2040

On obtient maintenant le réseau de référence 2040 sur la base des analyses précédentes, qui se fondent sur les scénarios du SC CH, les projets visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et les candidats au regroupement.

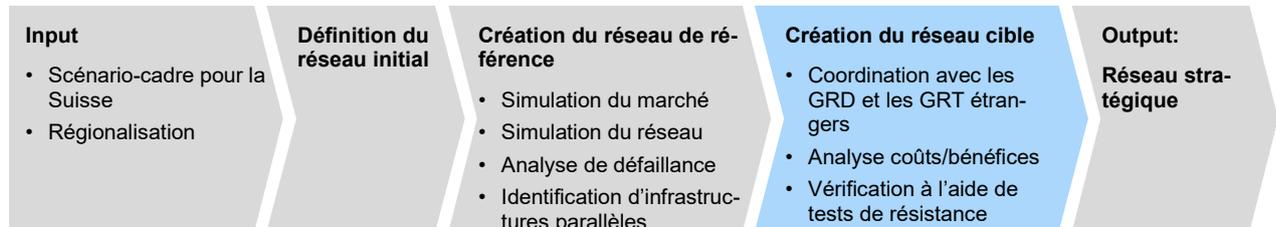
Motifs	Transformation du système énergétique en Europe et en Suisse (beaucoup de petites installations décentralisées et quelques grands projets)		Sécurité d'approvisionnement	Espace limité
Méthodologie	Simulation du marché (Base: SC CH)	Simulation du réseau (base: données régionalisées)	Analyse de défaillance	Identification d'infrastructures parallèles
Résultats	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation des centrales électriques et prix du marché par zone de dépôt des offres • Congestions sur les lignes transfrontalières entre les zones de dépôt des offres • Différences de prix entre les zones de dépôt des offres 	<ul style="list-style-type: none"> • Éléments de réseau limitatifs en Suisse • Coûts de redispatch • Mise en danger de la sécurité du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Restrictions imposées aux utilisateurs du réseau en cas de défaillance de celui-ci 	Candidats au regroupement identifiés: <ul style="list-style-type: none"> • les lignes des RT, RD et CFF sont parallèles • Sous-stations proches
Projets déduits	Projets avec potentiel économique (à examiner avec des partenaires)	Projets d'élimination des congestions et nouveaux raccordements au réseau	Liste de projets visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement de réseaux de distribution et de centrales électriques	Liste des candidats au regroupement

Réseau de référence 2040

Illustration 42: Réseau de référence 2040

Le chapitre 6 ci-dessous décrit la création du réseau cible 2040. Le réseau cible peut s'écarter du réseau de référence si la coordination avec d'autres gestionnaires de réseau, l'analyse coûts/bénéfices ou les tests de résistance indiquent un besoin d'adaptation

6 Création du réseau cible 2040



Le réseau cible 2040 comprend différentes catégories de projets:

- Réseau stratégique 2040: projets dont la nécessité a été confirmée par les analyses et dont la mise en œuvre est définitive
- Projets nécessitant encore des études et/ou une coordination avec les gestionnaires de réseau concernés (GRD ou GRT étrangers)
- Candidats au regroupement, dont la mise en œuvre sera entreprise après concertation avec les partenaires

Le Réseau stratégique 2040 comprend les projets de réseau suivants:

- A** PST Suisse romande
- B** Sous-station de Viège
- D** Raccordement redondant au réseau de 220 kV de la sous-station de Hauterive
- E** Système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen
- F** Système de 220 kV supplémentaire Auwiesen – Fällanden
- G** Construction de la nouvelle sous-station de Chavalon et renforcement de la ligne de 220 kV Romanel – Saint-Triphon

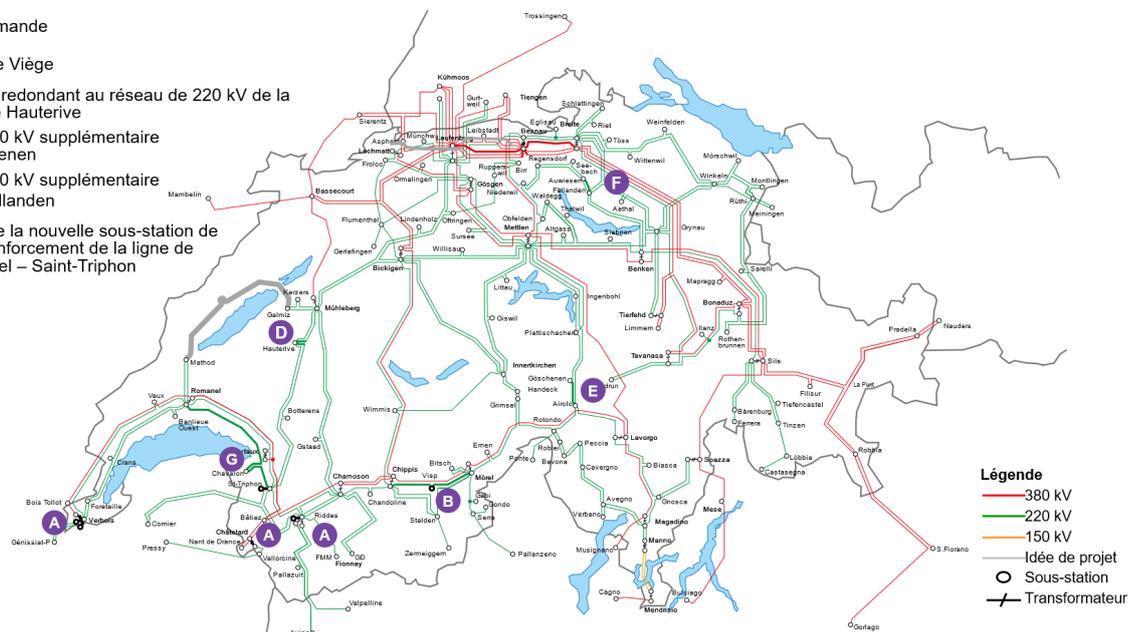


Illustration 43: Réseau stratégique 2040

L'illustration suivante montre les projets qui nécessitent encore des études avec d'autres gestionnaires de réseau:

- C** Système de 380 kV supplémentaire Beznau – Breite
- H** Nouvelle ligne Method – Charmey

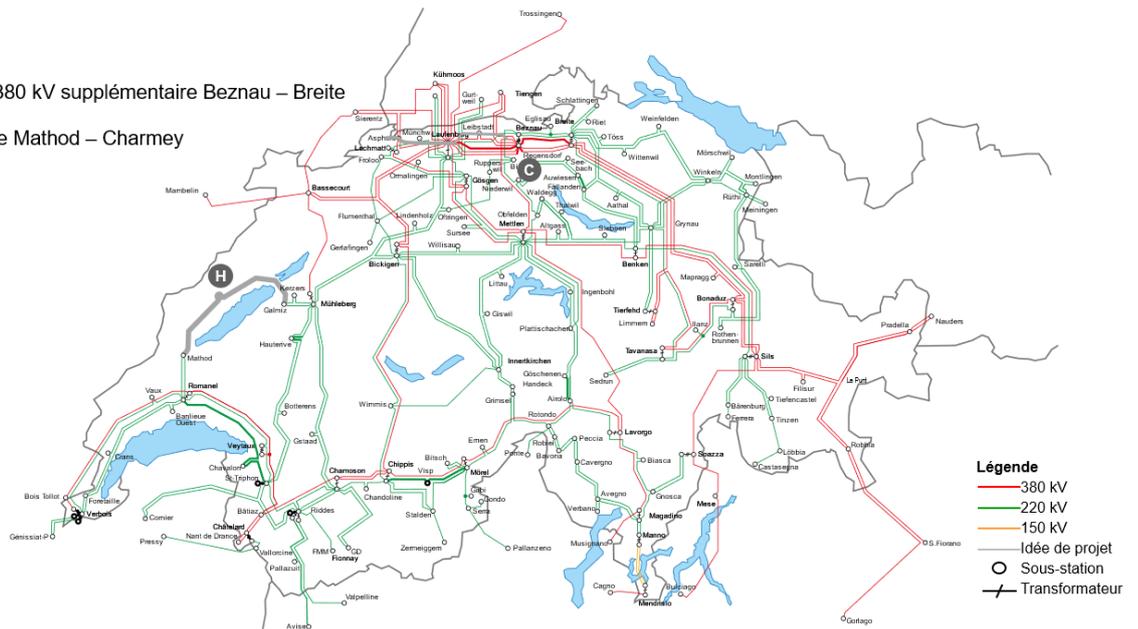


Illustration 44: Projets nécessitant encore des études de réseau

L'illustration suivante montre tous les candidats au regroupement. Des études menées conjointement avec les partenaires de regroupement doivent montrer si l'idée du regroupement est poursuivie. Cette procédure d'harmonisation a été lancée en 2024 et n'était pas terminée au moment où le présent rapport final a été finalisé.

- 1** Candidat au regroupement (sous-station)
- 1** Candidat au regroupement (tracé)

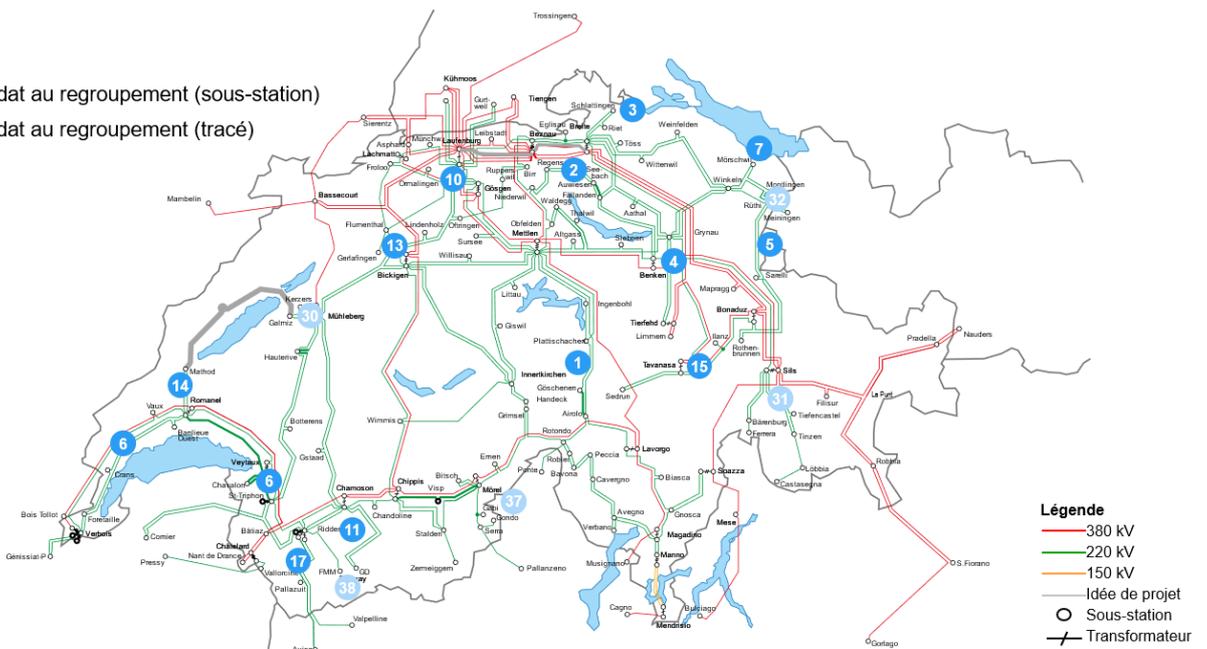


Illustration 45: Candidats au regroupement

Le tableau suivant contient les candidats au regroupement pour les tracés:

N°	Nouveaux éléments d'exploitation	Partenaires de regroupement
1	Plattischachen – Göschenen	CFF, CKW, EWA
2	Regensdorf – Seebach – Auwiesen	CFF
3	Schlattingen sud	CFF
4	Plaine de la Linth – Lac de Walenstadt	CFF, Axpo
5	Rüthi – Sarelli	CFF
6	Rive nord du lac Léman	CFF, RE, SIG, Groupe E, Valgrid, SIL
7	Winkeln – Mörschwil	CFF
10	Laufenburg – Gösgen/Oftringen	
11	Riddes/Chamoson – Fionnay	FMM, GD, Valgrid
13	Flumenthal – Bickigen	BKW, IWB, CFF
14	Romanel – Method/Yverdon	CFF, RE
15	Sedrun – Ilanz	RePower
17	Riddes – Pallazuit	Valgrid

Le tableau suivant contient les candidats au regroupement pour les sous-stations:

N°	Nouveaux éléments d'exploitation	Partenaires de regroupement
30	Charmey – Chiètres – Mühleberg	CFF, Groupe E
31	Sils – Tiefencastel	EWZ
32	Montlingen – Rüthi	Axpo
37	Gondo – Gabi – Serra	EES
38	Fionnay FMM – Fionnay GD	FMM, GD

6.1 Coordination avec les GRD et les GRT étrangers

Swissgrid coordonne le développement identifié du réseau avec les GRD affectés en Suisse ainsi qu'avec les GRT étrangers limitrophes. Si un besoin d'analyse plus approfondie est identifié, les gestionnaires de

réseau lancent alors une étude correspondante, ce qui peut entraîner des adaptations au niveau des besoins de développement du réseau. Le chapitre 6.3.3 présente deux de ces études.

6.2 Analyse coûts/bénéfices

Pour déterminer le réseau cible, tous les projets du réseau de référence sont soumis individuellement à une analyse coûts/bénéfices (cost-benefit analysis, CBA). Le projet peut être soit une nouvelle construction, soit un projet de développement, soit un projet de regroupement.

En réalisant une simulation du marché et du réseau avec le réseau de référence, avec et sans le projet à évaluer, il est possible de déterminer les bénéfices monétaires du projet pour différentes catégories de bénéfices.

En outre, la CBA fournit des informations qualitatives sur d'autres catégories de bénéfices qui ne peuvent pas être évaluées en termes monétaires.

Sur la base des résultats de la CBA, on décide alors si un projet doit être intégré dans le «Réseau stratégique 2040».

L'analyse coûts/bénéfices comprend les catégories de coûts et de bénéfices suivantes:

- **Bénéfices monétaires et autres catégories de bénéfices non monétaires de Swissgrid⁵:** monétaires (unité: CHF/a), physiques (unité: p. ex. t/a) ou qualitatives (unité: p. ex. 0 / + / ++)
- **Catégories de coûts:** monétaires (unité: CHF/a)

Les catégories de coûts et de bénéfices suivantes sont appliquées:

Coûts	Bénéfices	Bénéfices supplémentaires pour Swissgrid
C1: CAPEX 	B1: Augmentation du bien-être socio-économique 	Z1: amélioration de la sécurité d'approvisionnement (verticale)
C2: OPEX 	B3: Intégration des énergies renouvelables	Z2: résilience
	B5: Réduction des pertes de réseau 	
	B9: Réduction du redispatch et des échanges de contrepartie 	

monétaire => intégrée dans le calcul de la VAN 

Illustration 46: Catégories de coûts/bénéfices du projet «Réseau stratégique 2040»

⁵ La méthodologie CBA utilisée par Swissgrid s'appuie sur un document d'ENTSO-E. Certaines catégories de bénéfices ont été adaptées pour la Suisse et sont nommées «Bénéfices supplémentaires pour Swissgrid».

6.3 Fiches de projet

Ce chapitre présente les projets de développement du réseau.

Chaque projet du Réseau stratégique 2040 fait l'objet d'une fiche descriptive qui explique le but et l'objet du projet et qui comprend les coûts ainsi que les bénéfices monétaires et qualitatifs.

6.3.1 Explication de la structure et du contenu d'une fiche de projet

L'élément central de chaque fiche de projet est le tableau récapitulatif suivant. Pour une compréhension uniforme, les différents paramètres sont présentés:

Coût d'investissement total	En millions de CHF	xx
Mise en service	Année	20xx
Détermination des bénéfices monétaires		
VAN (coûts/bénéfices)	En millions de CHF	xx
Bénéfices qualitatifs		
Renforcement de la sécurité d'approvisionnement	--/0/+/++	xx
Renforcement de la sécurité du réseau	--/0/+/++	xx
Résilience	Élevée / Moyenne / Faible / 0	xx

Le bénéfice «B3: Intégration des énergies renouvelables» n'a pas été pris en compte dans le tableau, car il n'est pertinent pour aucun projet du RS2040.

Les sous-chapitres suivants présentent les différents éléments du tableau.

Il convient également de préciser que, parmi les projets du Réseau stratégique 2040, seul le projet A présente des bénéfices monétaires. Pour les autres projets, ce sont les bénéfices qualitatifs qui sont déterminants.

6.3.1.1 Coût d'investissement total

Il s'agit du montant qu'il faudrait investir aujourd'hui pour construire le projet (CAPEX).

Dans le cas d'une mesure de renforcement du réseau, seuls les coûts du renforcement pur sont indiqués. Si, par exemple, la rénovation d'une ligne doit être combinée avec le renforcement, les coûts d'une rénovation à l'identique sont déduits afin de déterminer les coûts supplémentaires du renforcement du réseau.

Dans le cas d'un regroupement de réseaux, les coûts sont supportés par plusieurs entreprises. Dans cette situation, une part des coûts appropriée au cas par cas est attribuée au RT.

Si le développement du RT devait permettre un moindre développement du RD, le GRD économiserait des coûts dont Swissgrid ne connaît pas le montant. Swissgrid attirera l'attention sur ce point.

6.3.1.2 Mise en service

C'est l'année visée pour la mise en service du projet qui est indiquée ici.

La date de mise en service est liée à une grande incertitude, car elle dépend du déroulement de la procédure d'approbation et de l'acquisition de matériel.

6.3.1.3 Détermination de la VAN

Cette méthodologie n'a été utilisée que pour le projet A.

On obtient la **VAN du projet** en déduisant les coûts du projet (coûts d'investissement et d'exploitation) des **bénéfices monétaires** (bénéfices pour l'économie énergétique, réduction des coûts de perte de réseau et de redispatch). Pour déterminer les bénéfices monétaires, on effectue des simulations, une fois avec le réseau de référence et une fois avec le réseau de référence sans le projet considéré. La différence des résultats montre, pour différentes catégories de bénéfices, la valeur ajoutée du projet.

Le **bénéfice économique et énergétique** (B1: Bien-être socio-économique) est la somme, déterminée à l'aide d'une simulation du marché, de l'augmentation du surplus du producteur, du surplus du consommateur et de la rente de congestion.

- **Surplus du consommateur:** résulte de la différence entre la propension des acheteurs à payer et le prix réel du marché pour l'achat d'électricité. En principe, la détermination du surplus du consommateur nécessite une propension à payer/demande élastique. Dans la simulation, la charge est toutefois inélastique, c'est-à-dire qu'en théorie, la propension à payer de la charge est infinie dans la simulation. Il n'est donc pas possible de calculer le surplus du consommateur pour une seule simulation, mais il est possible de calculer la différence entre deux simulations (avec/sans projet). On parle de surplus du consommateur en hausse (en baisse) pour la Suisse lorsque les prix de l'électricité baissent (augmentent) en Suisse suite à un projet.
- **Surplus du producteur:** résulte de la différence entre le prix du marché de l'électricité et les coûts de production du courant produit. On parle de surplus du producteur en hausse (en baisse) pour la Suisse lorsque le projet entraîne l'augmentation (la diminution) en Suisse des recettes pour la vente de l'électricité produite. Cela signifie que le surplus du producteur peut également augmenter si les prix baissent lorsque l'effet des quantités d'une production en hausse dépasse l'effet du prix.
- **Rente de congestion:** résulte du produit de la différence de prix entre la Suisse et le pays voisin et du flux physique agrégé entre les États. La moitié de la rente de congestion est respectivement attribuée à la Suisse et au pays voisin.

Réduction des coûts de perte de réseau et de redispatch/d'échanges de contrepartie: un nouveau projet de réseau modifie les flux de charge. Si les pertes de réseau et/ou les activations de redispatch/échanges de contrepartie diminuent, les coûts d'acquisition de l'énergie de perte de réseau et de redispatch sont réduits.

6.3.1.4 Bénéfices qualitatifs

Les catégories de bénéfices non monétaires, mais qui peuvent néanmoins justifier qu'un projet soit mis en œuvre, sont évaluées dans cette partie du tableau.

Augmentation de la sécurité d'approvisionnement et du réseau: ici sont notamment représentés les résultats des tests de résistance, lors desquels par exemple des tracés entiers (c'est-à-dire toutes les lignes du RT montées sur le même pylône) et des jeux de barres tombent en panne. Dans la mesure où le projet permet de réduire la surcharge de moyens d'exploitation encore en service, voire de réduire le risque de défaillances en cascade, la sécurité du réseau s'en trouve améliorée. La sécurité d'approvisionnement est accrue lorsque, par exemple, un réseau de distribution est raccordé au RT en des points supplémentaires.

--/0/+/>++: les symboles permettent de visualiser si le projet améliore légèrement ou fortement la sécurité d’approvisionnement/du réseau, s’il n’implique aucun changement ou s’il entraîne une légère ou forte détérioration. Une justification de l’évaluation est fournie pour chaque projet.

	Sécurité du réseau	Sécurité d’approvisionnement
(--)	Le projet augmente le nombre de violations (n-1)	Le projet réduit la sécurité d’approvisionnement dans plusieurs réseaux de distribution
(-)	Le projet augmente la charge d’autres éléments de réseau	Le projet réduit la sécurité d’approvisionnement dans un réseau de distribution
(0)	Le projet n’entraîne aucun changement	Le projet n’entraîne aucun changement
(+)	Le projet réduit la charge d’autres éléments de réseau	Le projet garantit que la défaillance d’un élément de réseau existant n’entraîne pas l’interruption de l’approvisionnement
(++)	Le projet réduit le nombre de violations (n-1)	Le projet garantit que deux éléments de réseau peuvent désormais subir une défaillance sans que l’approvisionnement ne soit interrompu

Résilience: un projet dont la nécessité est identifiée pour différents scénarios augmente particulièrement la résilience du réseau cible.

- Élevée: lorsque le projet est nécessaire sur le plan technique dans tous les scénarios.
- Moyenne: lorsque le projet n’est nécessaire sur le plan technique que dans deux scénarios.
- Faible: lorsque le projet n’est nécessaire sur le plan technique que dans un seul scénario.
- Dans le cas contraire, le projet n’a aucune valeur ajoutée en termes de résilience.

6.3.2 Description de projets du réseau cible

6.3.2.1 Projet A: «PST Suisse romande»

Description du projet

Le programme «PST Suisse romande» prévoit l’installation de quatre nouveaux PST de 220/220 kV ainsi que le remplacement anticipé de deux transformateurs de 380/220 kV. Il s’agit en particulier de:

- deux nouveaux PST de 220/220 kV, 600 MVA à Verbois;
- un nouveau PST de 220/220 kV, 500 MVA à Saint-Triphon;
- un PST de 220/220 kV supplémentaire, 500 MVA à Riddes;
- remplacement du transformateur de 380/220 kV existant à Verbois par un transformateur à quatre quadrants de 380/220 kV, 800 MVA;
- remplacement du transformateur de 380/220 kV existant au Châtelard par un transformateur ayant une capacité de déphasage plus élevée.

Tableau récapitulatif des résultats de la CBA

Coût d'investissement total	En millions de CHF	205
Mise en service	Année	2030
Détermination des bénéfices monétaires		
VAN (coûts/bénéfices)	En millions de CHF	> 100
Bénéfices qualitatifs		
Renforcement de la sécurité d'approvisionnement	--/-/0/+ / ++	0
Renforcement de la sécurité du réseau	--/-/0/+ / ++	+
Résilience	Élevée / Moyenne / Faible / 0	Élevée

But et objet du projet

- Maîtriser les flux involontaires via le réseau suisse qui résultent de la mise en place du Clean Energy Package de l'UE dans les pays voisins de la Suisse
- Augmenter le niveau des capacités d'échange avec les pays voisins, en particulier avec la France
- Réduire de 60 à 80% les futurs besoins de redispatch escomptés dans la région (en fonction du mode d'exploitation des PST)
- Augmenter la sécurité du réseau en Suisse romande en réduisant les surcharges de lignes

Que se passe-t-il si le projet n'est pas mis en œuvre?

- Des lignes parallèles sont chargées de manière inégale et la capacité de transport du réseau existant ne peut pas être pleinement exploitée
- Les flux involontaires via la Suisse, déclenchés par l'étranger, réduisent le cas échéant les possibilités d'injection/de soutirage des utilisateurs du réseau suisse
- Des coûts de redispatch supplémentaires sont générés
- Il y a moins de ressources opérationnelles disponibles pour faire face aux surcharges de lignes

Bénéfices monétaires

Le projet est associé à des bénéfices monétaires importants. Selon une étude réalisée en collaboration avec RTE, la plus-value économique annuelle plus la variation des coûts d'échanges de contrepartie et de perte d'énergie s'élève à environ CHF 22 millions rien que pour la Suisse. Un investissement d'environ CHF 205 millions sera probablement rentabilisé en moins de 15 ans. Sur la durée de vie du projet d'au moins 30 ans, la VAN positive pour la Suisse est > CHF 100 millions (selon le scénario choisi). Le projet est donc économiquement rentable.

Bénéfice qualitatif

Les PST permettent d'augmenter la sécurité du réseau de transport en évitant les surcharges d'éléments de réseau. Il est notamment possible de limiter les flux involontaires à travers la Suisse, qui se produisent notamment lorsque la Suisse est exclue du système électrique européen.

Résilience: le projet réduit les surcharges d'éléments de réseau dans les trois scénarios du SC CH.

Le projet a déjà fait l'objet d'une étude commune avec RTE, en tant que TSO affecté, et RTE a accepté de le mettre en œuvre, car il présente également des avantages pour la France.

6.3.2.2 **Projet B: «Sous-station de Viège»**

Description du projet

Lonza prévoit de construire dans son usine de Viège un grand accumulateur de chaleur d'une puissance pouvant atteindre 500 MW. Une puissance aussi élevée requiert un raccordement direct au réseau de 220 kV. À l'avenir, les besoins en électricité seront notamment générés par la grande installation photovoltaïque alpine de la vallée de Viège et par d'autres installations photovoltaïques en Valais. L'important pic d'énergie photovoltaïque pourra être utilisé de manière optimale grâce à l'accumulateur de chaleur. En rapprochant la consommation d'électricité de la production et en orientant la consommation vers la production, on obtient un délestage optimal du réseau tout en favorisant l'intégration des énergies renouvelables. Le raccordement au réseau sera effectué sur la nouvelle ligne de 220 kV Chippis – Mörel, une fois que celle-ci sera achevée. Pour ce faire, il sera nécessaire d'installer une ligne câblée souterraine d'environ 1,5 km et une nouvelle sous-station à Viège comportant trois champs.

Tableau récapitulatif des résultats de la CBA

Coût d'investissement total	En millions de CHF	55
Mise en service	Année	2040

Les coûts se composent d'environ CHF 45 millions pour la ligne câblée souterraine et d'environ CHF 10 millions pour la sous-station. Lonza devrait prendre en charge les coûts de son champ, ce qui représente environ 1/3 des coûts de la sous-station.

Le motif de ce projet étant une demande de raccordement au réseau, il n'est pas nécessaire de procéder à une véritable analyse coûts/bénéfices.

But et objet du projet

Afin de pouvoir prélever une puissance de 500 MVA du RT, il est nécessaire de construire une nouvelle sous-station, y compris les entrées de câbles correspondantes (remarque: selon le TC, le raccordement au RT est approprié à partir d'une puissance de 150 MVA).

Que se passe-t-il si le projet n'est pas mis en œuvre?

- Lonza ne pourrait pas réaliser son projet d'accumulateur de chaleur.
- Swissgrid ne respecterait pas son obligation de réaliser le raccordement au réseau.

6.3.2.3 **Projet D: «Raccordement 220 kV redondant au réseau de la sous-station d'Hauterive»**

Description du projet

La sous-station d'Hauterive, qui n'est actuellement raccordée qu'à un système de 220 kV du tracé Mühleberg – Saint-Triphon, est raccordée à une seconde ligne de 220 kV afin d'augmenter la sécurité d'approvisionnement.

Le raccordement redondant au réseau est réalisé en raccordant en plus la sous-station d'Hauterive à la ligne de 220 kV de Mühleberg – Botterens.

On augmente également la redondance de la sous-station en créant un second jeu de barres.

Tableau récapitulatif des résultats de la CBA

Coût d'investissement total	En millions de CHF	12
Mise en service	Année	2035
Bénéfices qualitatifs		
Renforcement de la sécurité d'approvisionnement	--/-/0/+ / ++	++
Renforcement de la sécurité du réseau	--/-/0/+ / ++	0
Résilience	Élevée / Moyenne / Faible / 0	0

But et objet du projet

- La sécurité d'approvisionnement du réseau de distribution de Groupe E, notamment dans le canton de Fribourg, est renforcée.
- La capacité d'échange avec le RT est augmentée dans la sous-station d'Hauterive.

Que se passe-t-il si le projet n'est pas mis en œuvre?

- Une défaillance de la sous-station d'Hauterive peut entraîner des interruptions de l'approvisionnement sur le réseau de Groupe E ou dans le canton de Fribourg.

Il existe une étude de réseau menée conjointement avec Groupe E, qui conclut à la nécessité d'une seconde liaison.

6.3.2.4 Projet E: «Système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen»

Description du projet

La ligne en dérivation de Mettlen à Göschenen via Plattischachen est prolongée jusqu'à Airolo en tirant un second câble de 220 kV dans le nouveau tube du tunnel du Saint-Gothard et en prévoyant des installations de compensation dans la sous-station de Göschenen et, le cas échéant, dans la sous-station d'Airolo. De ce fait, les consignations ou les défaillances de la ligne de Plattischachen vers Göschenen n'entraînent plus automatiquement une défaillance de la sous-station de Göschenen.

Actuellement, un projet de construction de réseau Airolo – Göschenen est déjà en cours de réalisation. La ligne aérienne existante reliant Mettlen à Airolo en passant par le col du Gothard va être remplacée par un câble qui sera posé dans le nouveau tunnel routier du Gothard en tant que projet de regroupement d'infrastructures. Ce projet de câble avec des installations de compensation à Airolo et Göschenen sera mis en œuvre d'ici à 2029. Cette ligne passera devant la sous-station de Göschenen, comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le projet de câble supplémentaire doit être planifié et approuvé séparément afin de ne pas influencer la planification et la réalisation du projet en cours. Il convient toutefois d'exploiter un maximum de synergies et d'opter, lors de la mise en œuvre du premier câble, pour des solutions facilitant la réalisation du second.

La variante décrite avec deux systèmes de 220 kV dans le nouveau tube du Gothard présente un avantage financier et coûte au total CHF 156 millions, dont CHF 107 millions rien que pour le premier câble et l'installation de base. Le second câble ne coûte donc plus que CHF 49 millions.

Tableau récapitulatif des résultats de la CBA

Coût d'investissement total	En millions de CHF	49
Mise en service	Année	2035
Bénéfices qualitatifs		
Renforcement de la sécurité d'approvisionnement	--/0/+/++	++
Renforcement de la sécurité du réseau	--/0/+/++	+
Résilience	Élevée / Moyenne / Faible / 0	0

Le projet n'a pas de valeur ajoutée pour les catégories de bénéfices monétaires.

But et objet du projet

- Augmenter la redondance sur l'axe de transport nord-sud (notamment par rapport à la ligne du Lukmanier et également pour le transport de l'électricité de KWO sur la ligne Innertkirchen – Ulrichen)
- Assurer la capacité de transport de l'électricité à partir de la centrale électrique de Göschenen
- Augmenter la sécurité d'approvisionnement dans la vallée de la Reuss/canton d'Uri

Que se passe-t-il si le projet n'est pas mis en œuvre?

Si la ligne Plattischachen – Göschenen subissait une défaillance ou faisait l'objet d'une consignation, cela signifierait que la production de la centrale électrique de Göschenen ne serait possible que de manière très réduite via le RT et que l'approvisionnement sur le réseau EWA-energieUri pourrait être interrompu dans la vallée de la Reuss. En outre, la ligne passant par le col du Grimsel serait surchargée, ce qui obligerait KWO à limiter sa production le cas échéant.

6.3.2.5 Projet F: «Système de 220 kV supplémentaire Auwiesen – Fällanden»

Description du projet

Entre Auwiesen et Fällanden, le système d'EWZ, qui fonctionne actuellement à 150 kV, va être converti à 220 kV. La construction d'un champ de raccordement dans chacune des deux sous-stations est nécessaire.

EWZ prévoit de transformer son réseau de 150 kV. Dès que la liaison Fällanden – Letten sera achevée, ils ne dépendront plus de la liaison 150 kV Fällanden – Auwiesen et pourraient y renoncer au profit d'une seconde liaison de 220 kV. En l'état actuel des choses, la mise en œuvre du projet de ligne d'EWZ n'interviendra que bien après 2040.

Tableau récapitulatif des résultats de la CBA

Coût d'investissement total	En millions de CHF	5
Mise en service	Année	2050
Bénéfices qualitatifs		
Renforcement de la sécurité d'approvisionnement	--/0/+/++	+
Renforcement de la sécurité du réseau	--/0/+/++	++
Résilience	Élevée / Moyenne / Faible / 0	0

Le projet n'a pas de valeur ajoutée pour les catégories de bénéfices monétaires.

But et objet du projet

- Allègements de l'exploitation du réseau et en cas de consignations
- Amélioration du raccordement des sous-stations d'Auwiesen et de Fällanden

Que se passe-t-il si le projet n'est pas mis en œuvre?

Si la ligne actuelle Fällanden – Auwiesen subissait une défaillance ou faisait l'objet d'une consignation, cela signifierait un affaiblissement du réseau de transport et que les sous-stations de Fällanden et d'Auwiesen ne seraient plus raccordées qu'en antenne.

L'amélioration du raccordement des sous-stations d'Auwiesen et de Fällanden augmenterait la sécurité d'approvisionnement de la ville de Zurich, ce que salue EWZ.

6.3.2.6 Projet G: «Nouvelle construction de la sous-station de Chavalon et renforcement de la ligne de 220 kV Romanel – Saint-Triphon»

Description du projet

Swissgrid a reçu une demande de raccordement au réseau pour Chavalon pour un consommateur final d'une puissance de raccordement de 350 MVA. Pour pouvoir mettre à disposition cette puissance, il faut reconstruire la sous-station de Chavalon et équiper la ligne Romanel – Saint-Triphon avec bouclage à Chavalon de conducteurs renforcés.

Il existe diverses autres variantes de mise en œuvre. Il conviendra de clarifier avec l'investisseur quelles sont ses exigences définitives et quelle est la flexibilité dont il dispose pour adapter, le cas échéant, l'échange d'électricité avec le RT. De cette analyse dépendra la variante la plus judicieuse pour l'investisseur et pour Swissgrid en termes de temps de mise en œuvre et de coûts.

Tableau récapitulatif des résultats de la CBA

Coût d'investissement total	En millions de CHF	71
Mise en service	Année	2040

But et objet du projet

Swissgrid a reçu une demande de raccordement pour un centre de calcul combiné à un stockage sur batterie et à une installation photovoltaïque. Pour être mis en œuvre, le projet nécessite un raccordement au réseau de 350 MVA.

Que se passe-t-il si le projet n'est pas mis en œuvre?

Swissgrid ne respecterait pas son obligation légale d'accorder un raccordement au réseau.

6.3.3 Description des projets nécessitant des études

6.3.3.1 Projet C: «Système de 380 kV supplémentaire Laufenburg – Beznau – Breite»

Description du projet

Un système de 380 kV supplémentaire va être construit entre Laufenburg – Beznau – Breite. Différentes variantes, qui doivent encore être analysées en détail, sont disponibles pour la réalisation concrète. La possibilité de boucler la ligne de 380 kV Breite – Laufenburg à Beznau en fait également partie.

But et objet du projet

Le réseau existant sera renforcé pour:

- permettre les demandes de raccordement au réseau en cours ou les idées de projets de nouveaux utilisateurs du réseau ainsi que la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt au-delà de 2040;
- créer, du côté suisse, les conditions pour que la capacité frontalière entre l'Allemagne et la Suisse puisse être augmentée de 1500 MW au maximum;
- qu'il devienne plus robuste face aux défaillances de réseau et que les créneaux de consignations pour des travaux de maintenance, notamment en hiver, soient plus faciles à trouver. Dans le cas contraire, les capacités d'importation/d'exportation/de transit risquent d'être réduites.

Prochaines étapes

Une étude commune menée conjointement avec les TSO allemands analysera si ce projet permet d'augmenter la capacité d'échange transfrontalière. En outre, ce projet pourrait être une condition préalable à la mise en œuvre d'idées de projets intégrant la Suisse dans le transport d'électricité européen à grande échelle. Cela servira à pouvoir transporter l'électricité des parcs éoliens de la mer du Nord et des grands parcs solaires en Italie vers la Suisse ou des centrales à accumulation des Alpes vers les centres de consommation en Allemagne et en Italie. Les lignes CCHT, telles qu'elles sont examinées dans le cadre d'études menées avec des GRT voisins, constituent des solutions potentielles. La nécessité du projet C et, le cas échéant, d'autres mesures visant à renforcer le réseau en tant que mesures d'accompagnement dépend entre autres du point de raccordement au réseau d'une éventuelle ligne CCHT.

6.3.3.2 Projet H: «Nouvelle ligne Charmey – Method»

Description du projet

Entre les sous-stations de Charmey et de Method, il s'agit d'analyser comment le projet déjà inclus dans le RS2025, dimensionné de manière judicieuse, peut être mis en œuvre sur la rive nord-ouest du lac de Neuchâtel.

Le dimensionnement (nombre de systèmes et tension 220/380 kV) ainsi que l'emplacement des sous-stations (liaison entre NR 1+3) dépendent fortement du développement à long terme de l'énergie éolienne ainsi que du développement économique de la région. Tout d'abord, Swissgrid évalue les besoins en collaboration avec les GRD de la région. Pour ce faire, on estime également le potentiel à long terme de l'énergie éolienne en ne tenant pas uniquement compte des projets éoliens actuellement connus. Il en résulte un réseau cible topologique.

Dans un second temps, on se met à la recherche d'un tracé dans le cadre d'une coordination régionale du réseau, en concertation avec les CFF, les GRD et les cantons concernés. Dans ce contexte, on examine également les possibilités de regroupement de différentes infrastructures.

L'objectif est que toutes les parties conviennent d'un réseau topographique cible pour la région d'ici deux à trois ans.

But et objet du projet

- Opportunité de désenclaver efficacement, en collaboration avec les CFF et les GRD, la région de l'Arc jurassien et de faciliter le raccordement d'éventuels futurs parcs éoliens.
- Envisager des regroupements tant au regard de la protection du paysage/de l'environnement qu'au regard des coûts.
- Les sous-stations de Charmey, Chiètres, Yverdon et Method sont raccordées de manière redondante au RT, ce qui augmente la sécurité d'approvisionnement.
- Cela peut réduire les flux parallèles à travers le réseau de distribution.

- Les lignes reliant Mühleberg à Saint-Triphon et Chamoson sont déjà fortement sollicitées, notamment lorsque la production d'énergie hydraulique est importante en Valais. Les consignations et les défaillances impliquent des restrictions de production. Le projet permet de les réduire.
- Le projet permet un éventuel développement supplémentaire des installations photovoltaïques alpines et de l'énergie hydraulique dans le sud-ouest de la Suisse (p. ex. CPT de 800 MW prévue à Fionnay).
- Ce projet permettrait aussi d'améliorer, le cas échéant, l'échange d'électricité avec la France.

Prochaines étapes

Étude avec Romande Energie, Groupe E et clarification séparée de la capacité frontalière avec RTE nécessaire pour trouver la meilleure variante.

Convocation ultérieure d'un groupe de travail pour la coordination régionale du réseau.

6.4 Contrôle du réseau cible au moyen de tests de résistance

Des tests de résistance et des analyses ont été réalisés avec le réseau cible 2040. C'est dans ces derniers que sa robustesse a dû faire ses preuves, y compris dans des situations extrêmes.

Le réseau cible choisi pour les tests de résistance résultait du réseau initial 2040 accompagné des projets du Réseau stratégique 2040 selon l'illustration 42. Les projets qui nécessitent des études supplémentaires et les candidats au regroupement (remarque: les regroupements ne modifient en général guère les propriétés électriques du réseau) ne font pas partie du réseau cible pour les tests de résistance.

Les tests de résistance suivants ont notamment été effectués avec le réseau cible:

- A Tout d'abord, on a soumis le réseau cible à une analyse (n-1) avec les trois scénarios du SC CH, puis on a vérifié si des éléments de réseau suisses étaient surchargés (cf. chapitre 6.4.1).
- B On a ensuite effectué une analyse des défaillances multiples avec le scénario 1 du SC CH, dans lequel des tracés entiers et des jeux de barres avaient subi une défaillance. Il s'agissait ici de vérifier si on risquait une défaillance à grande échelle ou si le réseau était suffisamment robuste (cf. chapitre 6.4.2).
- C L'analyse de la tension avec le scénario 1 du SC CH a vérifié si certains nœuds électriques présentaient des valeurs de tension inadmissibles qui ne pouvaient pas être maîtrisées avec des moyens de compensation existants dans le réseau initial 2040 (cf. chapitre 6.4.3).

6.4.1 Analyse (n-1)

Comme pour l'analyse avec le réseau initial 2040, on a également sollicité le réseau cible avec les trois scénarios du SC CH et on a déterminé en combien d'heures quels éléments de réseau seraient surchargés et dans quelle mesure.

Il en résulte que le nombre, la durée et l'ampleur des surcharges des éléments de réseau avec le réseau cible diminuent dans tous les scénarios par rapport à ceux avec le réseau initial 2040. On peut attribuer cela au projet A: «PST Suisse romande» et au projet E: «Système de 220 kV supplémentaire Airolo – Göschenen».

6.4.2 Défaillances multiples

Cette analyse a été effectuée sur le réseau cible avec la topologie/l'état de couplage sélectionné par défaut pour le scénario 1 «Référence».

L'objectif de ce test de résistance était d'identifier les défaillances multiples susceptibles d'entraîner une défaillance en cascade ou un effondrement de la tension. Un tel incident signifie qu'il y a une interruption de l'approvisionnement à grande échelle dont la cause se trouve dans le réseau de transport. Si un tel risque était identifié dans le cadre de la planification du réseau, il faudrait prendre des contre-mesures.

Les défaillances multiples sont des événements très rares dont les causes peuvent être très diverses (planifiées ou non): événements environnementaux (tempête, avalanche, dégel du permafrost), attentats ciblés (sabotage, guerre) ou consignations planifiées pour des mesures de construction/de maintenance. Un exemple récent est la défaillance de la ligne de l'Albula en octobre 2018, où quatre pylônes se sont renversés lors d'un ouragan. La défaillance n'a pas entraîné d'effet en cascade, mais la capacité de transport vers l'Italie a dû être réduite pendant des mois jusqu'à ce que la ligne soit réparée.

Par défaillances multiples, on entend les défaillances de jeu de barres et de tracé.

- **Défaillance de jeu de barres:** le test de résistance suppose qu'un seul jeu de barres, et par conséquent toutes les lignes qui y sont raccordées, subit une défaillance. Dans les sous-stations comportant plusieurs jeux de barres, plusieurs tests de résistance sont effectués, au cours desquels un jeu de barres après l'autre subit une défaillance.
- **Défaillance de tracé:** dans ce cas, tous les systèmes de lignes RT installés sur des pylônes de ce tracé subissent une défaillance. Si l'on change les systèmes sur le tracé, on distingue différentes défaillances multiples.

On suppose qu'un seul jeu de barres ou qu'un seul tracé tombe en panne au même moment (exception: points d'intersection de deux tracés, dans ce cas, les deux tracés tombent en panne).

L'analyse a montré que le réseau cible était très robuste face à une défaillance multiple. Localement, la robustesse a été obtenue en installant des Special Protection Schemes (SPS), par exemple dans les centrales électriques, afin que celles-ci puissent réduire très rapidement leur production. Des études sont en cours à deux autres endroits du réseau afin de continuer à y améliorer la robustesse.

6.4.3 Analyse de tension

L'objectif de ces analyses était de déterminer, pour chaque nœud électrique, le besoin en installations de compensation de puissance réactive dans le réseau cible afin de maintenir la tension dans la plage admissible. Les besoins ont été comparés à l'offre disponible du réseau initial 2040 et un éventuel besoin de développement a été identifié.

L'analyse n'a montré que de faibles écarts de tension ne posant pas de problème. Cela signifie que les installations de compensation disponibles dans le réseau initial 2040 sont également suffisantes pour le réseau cible.

7 Résultats, conclusions, prochaines étapes

7.1 Résultats et conclusions

La mise en œuvre de tous les projets du RS2025 est essentielle pour créer un réseau initial 2040 robuste.

Les simulations effectuées sur la base du SC CH avec le réseau initial 2040 n'ont révélé presque aucune surcharge, ce qui indique que le RS2025 a été conçu de façon à durer dans le temps.

Les grands projets (centrale électrique, accumulateur, consommateurs) qui nécessitent un raccordement au RT peuvent être réalisés rapidement (quelques années) si aucun développement du réseau n'est nécessaire. Swissgrid devrait indiquer, par nœud électrique de NR 1 et par région de desserte, la puissance de raccordement encore disponible, afin d'indiquer les sites judicieux du point de vue du réseau. Le réseau devrait en outre être développé de manière robuste dans les régions de croissance économique ou les zones à potentiel éolien/photovoltaïque, afin de ne pas freiner ladite croissance et la transformation du système énergétique. Le SC CH actuel ne contient pas les informations nécessaires à cet effet, car il ne se projette pas assez loin dans le temps et ne contient que des valeurs nationales.

La mise en œuvre des projets de réseau peut être accélérée et rendue plus efficace si les gestionnaires d'infrastructure que sont Swissgrid, les GRD et les CFF coordonnent leurs projets avec la route et le rail au niveau régional. Ce processus, appelé coordination régionale du réseau, est une pratique usuelle dans la

construction de routes et de voies ferrées et dans le domaine de l'électricité au Tessin. Swissgrid et les CFF souhaitent établir cette méthode de travail dans toute la Suisse.

7.2 Études consécutives à l'élaboration du RS2040

Autres études de réseau avec les GRD et les GRTE

- **Opportunité de projet Boucle Nord:** étude de réseau en commun avec les CFF, Romande Energie et Groupe E et séparément avec RTE
- **Système de 380 kV supplémentaire Laufenburg – Beznau – Breite:** étude de réseau avec les gestionnaires de réseau de transport allemands Amprion et TransnetBW
- **Études locales** avec les GRD, les CFF et les EC notamment en ce qui concerne les candidats au regroupement
- **Études du super-réseau CCHT:** approfondissement de calculs transfrontaliers déjà initiés ou réalisés, en particulier l'étude du corridor nord-sud et l'étude «That's a Cable» (TAC)
- **Étude avec Terna** sur les possibilités de développement à la frontière CH-IT
- **Greenconnector:** dans le cadre de la procédure initiée par World Energy pour une exception selon la VAN (Merchant Line), l'EICOM a demandé à World Energy de mettre à jour l'évaluation du Greenconnector. Swissgrid a proposé de procéder, sur mandat de World Energy, à cette réévaluation avec les mêmes hypothèses et méthodes appliquées au RS2040.
- **Pilotabilité du système:** actuellement, quelques projets pilotes visant à augmenter la pilotabilité du système sont déjà en cours de réalisation ou de test de faisabilité (p. ex. Dynamic Line Rating). Pour ce faire, une coordination générale va être mise en place chez Swissgrid afin d'accompagner les études et les concepts d'exploitation.

8 Glossaire et abréviations

8.1 Glossaire

Scénarios ENTSO-E	Tous les deux ans, ENTSO-E et ENTSGO élaborent conjointement un scénario-cadre pour l'électricité et le gaz pour l'Europe.
ERAA (European Resource Adequacy Assessment)	Analyse d'adéquation annuelle complète d'ENTSO-E, prescrite par le Clean Energy Package (CEP) comme dispositif visant à évaluer la nécessité des mécanismes de capacité.
Zone de dépôt des offres	Dans cette zone, un prix de marché unique s'applique à un moment donné ou à une période de décompte donnée (heure ou quart d'heure). On parle donc aussi de zone de marché, de zone de prix ou de bidding zone. Pour les acteurs du marché, la zone de dépôt des offres est une zone dans laquelle il n'existe aucune congestion ni restriction pour le commerce de l'électricité. Les gestionnaires de réseau maîtrisent les congestions à l'intérieur de la zone de dépôt des offres par des mesures topologiques ou par le redispatch des producteurs, des accumulateurs ou des consommateurs. Souvent, les zones de dépôt des offres sont identiques aux frontières nationales. Dans le cas de la Suisse, cela s'applique dans une large mesure, la zone de dépôt des offres suisse comprenant également certaines régions périphériques des pays voisins ou des régions périphériques de la Suisse appartenant à des zones de dépôt des offres étrangères. En Italie et dans les pays scandinaves, par exemple, il existe plusieurs zones de dépôt des offres sur les territoires nationaux.

Liste des GO	La liste des garanties d'origine est une liste de toutes les centrales électriques suisses existantes.
Simulation du marché	Pour chaque zone de dépôt des offres, on dispose pour l'année cible des courbes horaires de la charge, du rayonnement solaire et du vent, ainsi que de la composition du parc des centrales électriques (séparées par technologie), des prix des combustibles et du CO ₂ , entre autres sur la base des scénarios du SC CH et des scénarios ENTSO. La simulation donne, pour chaque zone de dépôt des offres et chaque scénario, les prix horaires du marché, l'utilisation des centrales électriques, les émissions générées par l'utilisation des centrales électriques ainsi que la position nette des zones de dépôt des offres. Ces derniers sont déterminés lors d'un calcul FBMC. En échangeant de l'énergie entre les zones de dépôt des offres, les prix dans ces zones s'équilibrent.
Critère minRAM	70% de minRAM signifie que, conformément aux prescriptions de l'UE (Clean Energy Package), au moins 70% de la capacité de transport de chaque CNEC doit être mise à disposition du commerce transfrontalier.
Nœuds électriques	Un nœud électrique dans le RT est une sous-station au niveau de laquelle des centrales électriques et/ou des réseaux de distribution et/ou des centrales de conversion/de transformation sont raccordés au RT.
Simulation du réseau	La charge et la production issues de la simulation du marché sont réparties sur les nœuds électriques du réseau initial via une clé définie (mapping). Il est désormais possible de détecter les congestions du réseau. Des projets sont ajoutés jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de congestions. Le réseau ainsi obtenu est appelé réseau de référence. Les résultats de la simulation du réseau sont, entre autres, les projets de développement du réseau nécessaires, la localisation et la fréquence des congestions du réseau et des violations de tension, les pertes de réseau, etc.
Principe ORARE	Le principe ORARE signifie «optimisation du réseau avant renforcement du réseau avant développement du réseau». Il vise à réduire autant que possible l'impact environnemental et paysager du développement du réseau. Si une exploitation plus efficace du réseau ne suffit pas à maîtriser une congestion identifiée, on cherchera d'abord à optimiser le réseau, puis, si cela ne suffit pas, à le renforcer ainsi qu'à le développer en dernier recours.
RAM (Remaining Available Margin)	Capacité relative d'un CNEC disponible pour le marché.
Réseau de référence	Il s'agit du réseau de transport suisse qui ne présente pas de congestions structurelles importantes en cas d'application des scénarios pour l'année cible.
SEW (Socio-Economic-Welfare)	Le SEW du projet X est la différence entre les sommes des bénéfices des consommateurs, des producteurs et des propriétaires de réseaux de transport, qui seraient générés avec et sans le projet X. ENTSO-E autorise deux méthodes pour déterminer le SEW: l'approche Generation Cost (coûts de génération) et l'approche Total Surplus (surplus total). L'approche Total Surplus, qui permet d'évaluer les projets pays par pays, est celle utilisée par Swissgrid.

Réseau initial	Il s'agit ici du réseau de transport de la Suisse et du réseau de transport d'Europe continentale. Il comprend tous les éléments de réseau actuellement en service ou qui seront mis en service d'ici à l'année cible.
Réseau stratégique	Il s'agit de l'ensemble des projets de développement et de démantèlement du réseau en Suisse qui permettent de passer du réseau initial au réseau cible.
Scénario-cadre	Il existe un scénario-cadre national (SC CH) et un scénario-cadre européen (scénarios ENTSO). Le premier SC CH a été publié par l'OFEN en novembre 2022. Il doit être mis à jour tous les quatre ans.
Année cible	L'année cible est l'année à laquelle le prochain Réseau stratégique est déterminé.
Réseau cible	Il s'agit ici du réseau de transport suisse qui est effectivement visé pour l'année cible. En appliquant la procédure CBA aux projets supplémentaires du réseau de référence et en effectuant des tests de résistance, il est possible de déterminer clairement quels projets offrent une valeur ajoutée suffisante et doivent donc être effectivement mis en œuvre.
Zone de compétence	Chaque commune de Suisse (y compris le Liechtenstein et les communes à l'étranger qui font partie du système électrique suisse) est précisément attribuée à une zone de compétence d'un GRD raccordé au RT. Les GRD raccordés au réseau de transport se sont coordonnés à ce sujet. La construction de la zone de compétence sert uniquement à attribuer clairement les communes aux GRD raccordés au RT dans le but de transmettre les données à Swissgrid dans le cadre de la saisie des données réelles et de la régionalisation. Le rôle du GRD raccordé au RT dans ce contexte est appelé «fournisseur de données». Les zones de compétence n'ont rien à voir avec la propriété du réseau, la responsabilité de l'exploitation du réseau ou l'approvisionnement des clients finaux, etc.

8.2 Abréviations

GT CRPR	Groupe de travail «Coordination régionale de la planification du réseau»
OFEN	Office fédéral de l'énergie
CBA	Cost Benefit Analysis (analyse coûts/bénéfices)
EICom	Commission fédérale de l'électricité
ENS	Energy not supplied
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
ENTSOG	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz
PE	Perspectives énergétiques
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FACTS	Flexible AC Transmission System

FBMC	Flow based market coupling
CCHT	Transmission de courant continu à haute tension
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
EC	Exploitant de centrale
MW	Mégawatt
NR	Niveau de réseau
NTC	Net Transfer Capacity
PECD	Pan European Climate Database
PST	Phase-Shift-Transformer (transformateur déphaseur)
PV	Énergie photovoltaïque
COT	Conférence pour l'organisation du territoire
CFF	Chemins de fer fédéraux suisses
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
SC CH	Scénario-cadre pour la Suisse
TSO	Transmission System Operator
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
RT	Réseau de transport
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution

**Partie B:
Optimisation du processus de développement du réseau
et vision pour le réseau de demain**

9 Propositions proactives pour optimiser davantage le processus de développement du réseau

Dans le cadre du projet RS2040, Swissgrid a identifié certaines prescriptions et conditions générales légales qu'elle juge trop limitées ou devant être améliorées.

Réaliser un projet de réseau prend une quinzaine d'années en moyenne alors que la durée de vie des installations se situe entre 50 et 100 ans, selon le moyen d'exploitation. En conséquence, Swissgrid estime que les données planifiées pour une année cible dans 16 ans ne vont pas assez loin. Le système énergétique européen traverse actuellement une mutation extrêmement profonde, dont il est difficile de prévoir l'état final. Décarbonation de l'industrie, du chauffage des bâtiments, des transports, numérisation, économie de l'hydrogène, parcs éoliens géants en mer du Nord et en Méditerranée, fermes solaires et intégration sectorielle n'en sont que quelques exemples.

C'est pourquoi, en plus de la planification pluriannuelle prescrite par la loi, Swissgrid a élaboré, à l'appui du SC CH, une vision pour le réseau de demain qui dépasse largement l'horizon des scénarios émis par la Confédération. Lorsqu'elle conçoit son futur système énergétique, la Suisse doit élargir son point de vue et se projeter encore plus loin dans l'avenir, conformément à la devise «Penser global, agir local». Avec sa vision pour le réseau de demain, Swissgrid entend développer, en collaboration avec les autorités, les partenaires de la branche et les instituts de recherche, une vision à long terme pour le système énergétique et pour le réseau de transport qui en découle. Le prochain SC CH doit couvrir un horizon temporel plus long et un éventail plus large de développements futurs possibles et porter également sur le degré d'auto-provisionnement de la Suisse, l'intégration sectorielle et l'interconnexion souhaitée avec l'Europe.

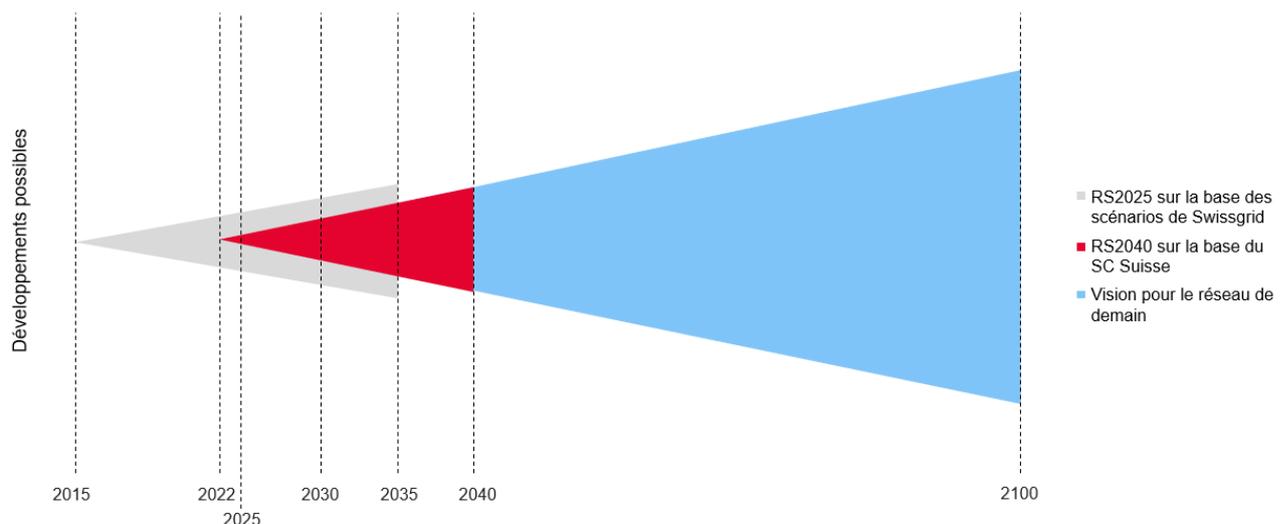


Illustration 47: Scénarios et horizons de planification comme base pour le développement à long terme du réseau

Swissgrid propose aux autorités les améliorations suivantes:

- Conformément à la loi, le SC CH doit être mis à jour tous les quatre ans. Pour ce faire, des perspectives énergétiques actualisées sont à chaque fois nécessaires comme base de données.
- Le SC CH ne contient que des données pour l'année 2040, mais aucune perspective pour la période allant au-delà. Des scénarios à plus long terme, tenant compte de développements plus disruptifs, aideront à construire un réseau de demain encore plus durable et robuste. Les longues durées de mise en œuvre issues du RS2025 montrent qu'un horizon inférieur à 20 ans est trop court pour la planification du

réseau. Avec sa vision pour le réseau de demain, Swissgrid fournit sa propre image de développement à long terme du réseau.

- Outre les valeurs cibles nationales, le SC CH devrait également contenir des valeurs cibles cantonales harmonisées, ce qui faciliterait surtout la régionalisation au niveau des nœuds électriques pour les gestionnaires de réseau de distribution du niveau de réseau 3. Swissgrid n'a ni le savoir-faire, ni le mandat légal de prévoir les évolutions économiques locales. Actuellement, les chiffres des PE2050 ne sont pas harmonisés avec les stratégies énergétiques cantonales, ce qui peut entraîner des conflits d'objectifs, notamment pour les gestionnaires de réseau de distribution. Jusqu'à présent, aucun processus de coordination entre la Confédération et les cantons n'a été mis en place pour résoudre cette problématique.
- En Europe, le développement du réseau à grande échelle est en train d'être redéfini. On y trouve quelques objectifs concrets de développement des capacités transfrontalières et quelques plans pour de nouveaux corridors CCHT ainsi que pour un réseau offshore. Un réseau européen d'hydrogène est également en préparation. La Suisse, située au centre de l'Europe, risque d'être contournée dans le développement d'un éventuel super-réseau CCHT et du réseau d'hydrogène. Le prochain SC CH devrait donc inclure des valeurs cibles pour le degré d'auto-alimentation de la Suisse et/ou les capacités d'échange souhaitées. Savoir dans quelle mesure la Suisse veut importer et exporter de l'électricité et comment elle souhaite être intégrée à l'Europe à long terme est une décision politique. En outre, la Suisse est fortement dépendante de ce qui se passe dans les autres pays européens (tant en ce qui concerne les capacités de production, c'est-à-dire notamment les possibilités d'importation, que le développement du réseau).
- Le SC CH devrait également s'accompagner d'une vue d'ensemble actualisée des centrales électriques existantes et en projet en Suisse. Le portefeuille d'investissements est disponible via la liste GO de Pro-novo. Dans le cadre du projet RS2040, Swissgrid a élaboré à grands frais un panorama des projets planifiés. Les autorités, les exploitants d'infrastructures et les instituts de recherche auraient tout autant intérêt à disposer d'une telle liste gérée de manière centralisée. Swissgrid n'est pas en mesure de publier sa liste sans base légale, car les informations qu'elle a reçues des investisseurs avaient pour seul objet la planification du réseau.

10 Vision pour le réseau de demain – au-delà du RS2040

Swissgrid a développé une vision pour le réseau de demain. Bien que ces considérations n'aient joué aucun rôle dans l'élaboration du RS2040, elles doivent toutefois aider l'OFEN à mettre à jour les perspectives énergétiques et le SC CH et servir de guide à Swissgrid pour les réflexions à long terme dans la planification du réseau.

Swissgrid a élaboré sa vision pour le réseau de demain en interrogeant des spécialistes de tous ses secteurs. Il s'agit d'une approche qualitative et non (encore) du résultat de calculs de simulation. Par la suite, cette approche devra encore être validée par des spécialistes externes et des TSO étrangers. On peut résumer les résultats obtenus jusqu'à présent comme suit:

- Le réseau de demain doit garantir en permanence la sécurité d'approvisionnement dans le respect de l'environnement et de l'efficacité économique.
- Il vise à garantir l'intégration de la Suisse dans le système électrique européen. La condition préalable à ce réseau est une base réglementaire solide par rapport à l'Europe (accord sur l'électricité).
- La flexibilité des producteurs, des accumulateurs et des consommateurs et la gestion des flux doivent être optimisées en utilisant toutes les technologies disponibles.

Le nombre de gestionnaires de réseau se réduit de plus en plus ou les propriétaires de réseau de distribution délèguent les activités opérationnelles à des prestataires de services, car seuls des gestionnaires de réseau hautement spécialisés sont en mesure de satisfaire aux exigences futures élevées en matière de planification et d'exploitation.

- Le développement du réseau est réalisé en fonction des besoins et dans le respect de l'environnement. Un câblage n'est effectué que lorsque cela est absolument nécessaire et de manière groupée, si possible avec moins de niveaux de tension qu'aujourd'hui, mais de manière harmonisée. Le réseau DC et les NR 1 à 3 sont planifiés et construits de manière coordonnée par les gestionnaires de réseau sur la base de modèles de réseau et de scénarios harmonisés.
- Des mesures sont prises pour maintenir la Power Quality actuelle (maintien de la fréquence/tension) afin de maîtriser les exigences supplémentaires liées à l'augmentation de l'injection d'énergie photovoltaïque/éolienne.
- Les exigences en matière de protection de la nature et de l'environnement sont appliquées de manière à atteindre leur objectif et à ne pas empêcher le développement des infrastructures. Les progrès techniques sont toujours mis à profit (câbles isolés à l'air, postes de couplage sans SF6, lignes hybrides DC/AC, etc.).
- Un super-réseau CCHT se met déjà progressivement en place en Europe. De nombreux câbles sous-marins ont été posés entre l'Europe continentale et la Scandinavie, les îles britanniques et le bassin méditerranéen. Des lignes CCHT ont déjà été construites entre la Belgique et l'Allemagne, la France et l'Italie ainsi que l'Espagne et la France afin de surmonter les congestions du réseau AC. Comme le montre l'illustration suivante, de très nombreux autres projets sont en cours de planification, d'approbation et de construction. Des installations d'une valeur de plusieurs centaines de milliards de CHF sont actuellement planifiées autour de la Suisse afin de relier les centres de production et de charge aux grands accumulateurs.

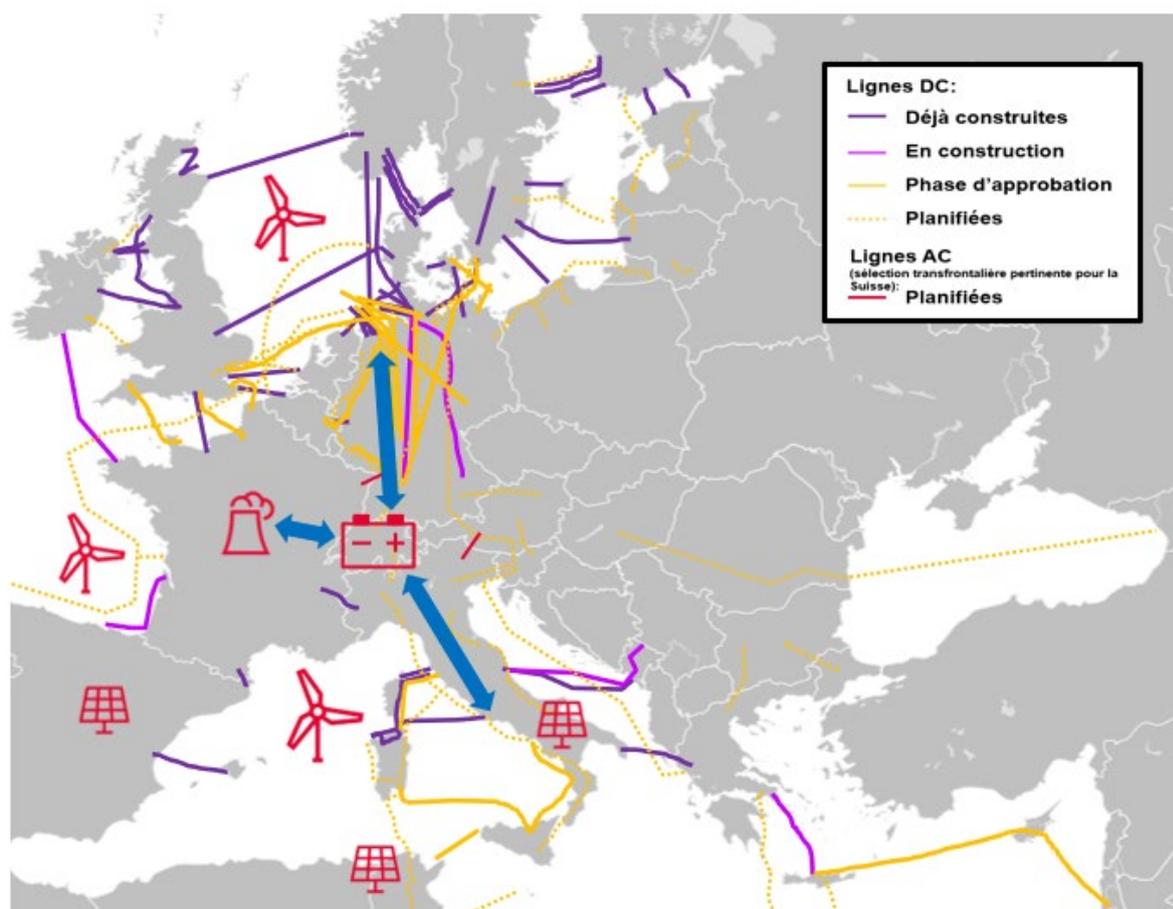


Illustration 48: Liaisons CCHT existantes et prévues en Europe. Ce «super-réseau» relie de nouvelles installations de production à des accumulateurs et à des points de charge.

- Le super-réseau CCHT doit servir au transport d'électricité à grande échelle de grandes quantités d'énergie et est exploité avec une tension de 525 kV et une capacité de transport de 2 GW par ligne. Les flux de courant sont très faciles à contrôler avec la technique du courant continu. Du point de vue actuel, deux liaisons CCHT vers l'Italie, l'Allemagne et la France et un maximum de quatre stations de conversion pour le raccordement au réseau suisse de transport d'électricité à courant alternatif de 380 kV semblent raisonnables (sécurité (n-1)). En ce qui concerne les échanges (actuellement limités) avec l'Autriche, une liaison de 380 kV devrait également suffire à l'avenir. La structure représentée dans l'illustration ci-dessous offre à la Suisse une redondance également au niveau CCHT. La validation et la concrétisation du réseau de demain se feront dans une prochaine étape. Pour ce faire, Swissgrid doit développer une méthodologie et un modèle de réseau qui permettent de réaliser des simulations de réseau de haut niveau avec des scénarios à long terme.

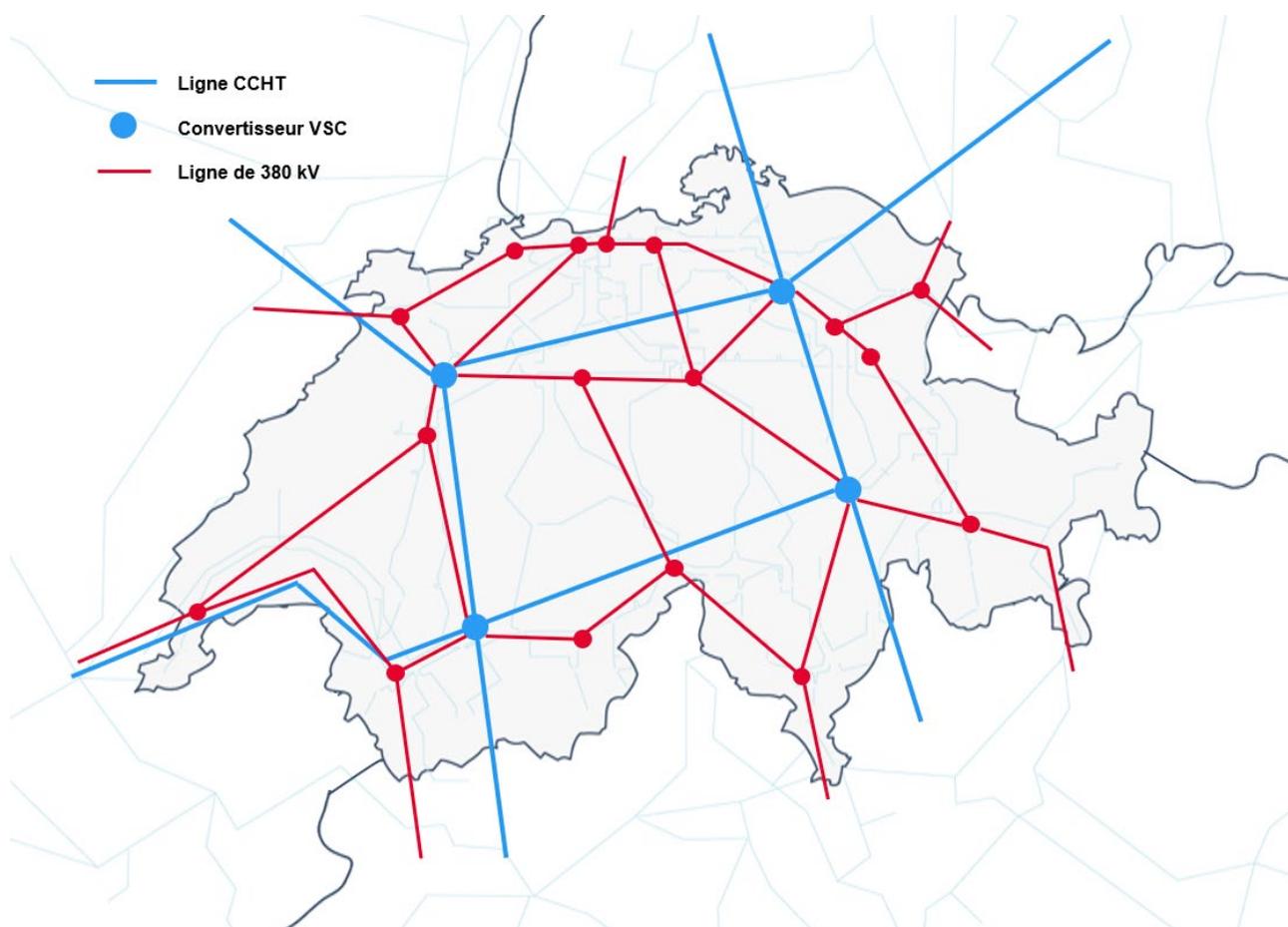


Illustration 49: Vision du réseau de transport CH pour la 2^e moitié du XXI^e siècle (pour illustration)

- Le réseau maillé de 380 kV relie les centres de production et de charge en Suisse et dans les pays voisins aux points de raccordement du réseau DC. Le cas échéant, le nombre de lignes transfrontalières de 380 kV peut être réduit, étant donné que l'échange international d'électricité doit se faire essentiellement de manière contrôlée par le réseau DC. Les gros consommateurs et producteurs sont directement raccordés au réseau de 380 kV. Le réseau AC est utilisé le plus efficacement possible en maximisant la

capacité de transport par Dynamic Line Rating⁶, en améliorant la pilotabilité grâce aux PST et à l'électronique de puissance (p. ex. FACTS) et en réglant les flux de manière optimale sur les lignes DC. Les lignes actuelles de 220 kV, si elles sont nécessaires pour le transport à longue distance, sont transformées en lignes de 380 kV ou, si elles servent à la distribution, sont exploitées à une tension inférieure en tant que partie du réseau de distribution suprarégional. Ponctuellement, certaines lignes de 220 kV peuvent continuer à être exploitées avec une charge élevée, par exemple pour raccorder de grandes centrales électriques existantes ou des réseaux de distribution.

- Dans l'idéal, le NR 3 est exploité en grande partie à la même tension (p. ex. 110 ou 150 kV), ce qui permet d'atteindre une standardisation à un niveau de puissance élevé.

11 Prochaines étapes vers le réseau de demain

- **Développer la méthodologie de détermination du réseau stratégique**

À l'avenir, les possibilités de pilotage du système, d'utilisation de la flexibilité et de couplage des secteurs seront prises en compte sur la base des connaissances qui seront alors connues. Pour l'heure, de très grandes incertitudes persistent à ce sujet.

- **Établir la méthodologie «Coordination régionale du réseau» pour accélérer les processus d'approbation**

Les projets qui concernent plusieurs cantons, qui ont un potentiel de regroupement avec des lignes électriques des GRD, des CFF ou avec des projets d'infrastructure routière ou ferroviaire, qui touchent des zones d'habitation ou des zones protégées, devraient être coordonnés suffisamment tôt avec tous les exploitants et autorités concernés (exploitants d'infrastructure, offices fédéraux, services cantonaux de l'aménagement du territoire, de l'environnement, de l'énergie et du paysage). En outre, il est judicieux d'impliquer les communes et les associations environnementales à un stade précoce. Swissgrid, les CFF et AET appliquent déjà cette méthode au Tessin (Studio Generale), méthode également déjà mise en pratique lors de la planification du réseau routier et ferroviaire. Swissgrid va s'engager pour que la coordination régionale du réseau devienne la norme en matière de planification du réseau électrique dans toute la Suisse.

- **Vision pour le réseau de demain**

Des scénarios extrêmes à long terme doivent permettre de démontrer la pertinence d'un super-réseau CCHT. La vision est validée et développée avec des spécialistes nationaux et internationaux de la branche, de la recherche et des autorités. Les ressources concernant la technique du courant continu et les technologies innovantes pour la gestion du système doivent être développées chez Swissgrid. La prochaine étape pour Swissgrid consistera à apporter une justification quantitative de la vision pour le réseau de demain et à établir un éventuel plan de transformation du réseau actuel en réseau cible à long terme. Cela nécessite un projet qui doit être lancé et dans lequel seront impliqués des représentant(e)s des autorités et de la recherche.

⁶ Le Dynamic Line Rating (DLR) n'a pas encore été pris en compte dans le projet Réseau stratégique 2040.

Swissgrid est en train de se pencher sur cette technologie. Elle est déjà testée sur certaines lignes avec des capteurs physiques et virtuels. Dans le nouveau système de conduite que Swissgrid est en train d'acquérir, la possibilité d'utiliser le DLR va être intégrée et prise en charge par le système.

L'efficacité de l'exploitation du réseau peut être augmentée, par exemple en évaluant les données en temps réel des lignes (température, vitesse du vent, flèche, etc.) dans le cadre d'un Dynamic Line Rating ou en appliquant des mesures curatives, par exemple des Remedial Actions, ou l'utilisation de la flexibilité de producteurs, de consommateurs et d'accumulateurs. Compte tenu des longs cycles de planification et de la disponibilité permanente et garantie de la flexibilité, ces possibilités d'exploitation n'ont qu'une importance secondaire pour la planification du réseau.

Actuellement, Swissgrid voit dans le DLR un moyen d'augmenter la sécurité de l'exploitation du réseau existant, afin de pouvoir réagir aux changements constants des conditions météorologiques. Toutefois, le DLR n'est pas (encore) un moyen sur la base duquel on pourrait renoncer à un développement pertinent du réseau.

12 Liste des illustrations

Illustration 1: Réseau initial 2040 et les projets encore nécessaires pour le compléter	4
Illustration 2: Comparaison des scénarios de Swissgrid RS2025 et du SC CH RS2040	5
Illustration 3: Motifs de développement du réseau et projets dérivés du RS2040	6
Illustration 4: Résultats du Réseau stratégique 2040	8
Illustration 5: Changement fondamental du parc des centrales électriques suisse	10
Illustration 6: Processus de détermination du Réseau stratégique	12
Illustration 7: Chiffres clés du SC CH (source: SC CH, OFEN)	13
Illustration 8: Scénarios du SC CH	13
Illustration 9: Schématisation du scénario-cadre	15
Illustration 10: Nœuds électriques du NR 1 en Suisse	16
Illustration 11: Augmentation de la puissance installée des centrales au fil de l'eau/à accumulation	18
Illustration 12: Augmentation de la puissance installée des centrales de pompage-turbinage	19
Illustration 13: Augmentation de la puissance installée des centrales thermiques	21
Illustration 14: Profil de consommation de la Suisse en hiver et en été	23
Illustration 15: Réseau initial 2040	25
Illustration 16: Développement du réseau réalisé entre 2015 et 2023	26
Illustration 17: Projets de réseau devant être réalisés d'ici à 2040	27
Illustration 18: Méthodologie servant à déterminer le réseau de référence	30
Illustration 19: Analyse des années climatiques pour la Suisse	31
Illustration 20: Résultats annuels de la simulation du marché par scénario pour la Suisse	32
Illustration 21: Scénario 1 (2040): valeurs hebdomadaires pour la production, la consommation, l'importation/exportation	33
Illustration 22: Scénario 2 (2040): valeurs hebdomadaires pour la production, la consommation, l'importation/exportation	33
Illustration 23: Scénario 3 (2040): valeurs hebdomadaires pour la production, la consommation, l'importation/exportation	34
Illustration 24: Hiérarchie annuelle ordonnée – prix de l'électricité CH (2040) pour les scénarios du SC CH	35
Illustration 25: Hiérarchie annuelle ordonnée des prix de l'électricité en 2040 – les 3300 heures les plus chères	36
Illustration 26: Coûts marginaux par type de centrale	37
Illustration 27: Solde des importations/exportations par zone de dépôt des offres dans le scénario 1 en 2040 (en haut: semestre d'hiver, en bas: semestre d'été)	38
Illustration 28: Courbes annuelles ordonnées des écarts de prix (CH - zones de dépôt des offres voisines)	39
Illustration 29: Position nette de la Suisse par scénario en 2040	40
Illustration 30: Éléments de réseau limitatifs pertinents pour la Suisse	41
Illustration 31: Éléments de réseau limitatifs du scénario 1 sur le RT suisse (analyse énergétique)	42
Illustration 32: Éléments de réseau limitatifs du scénario 1 sur le RT suisse (analyse de la puissance)	43
Illustration 33: Éléments de réseau limitatifs du scénario 2 sur le RT suisse (analyse énergétique)	44
Illustration 34: Éléments de réseau limitatifs du scénario 2 sur le RT suisse (analyse de la puissance)	44
Illustration 35: Éléments de réseau limitatifs du scénario 3 sur le RT suisse (analyse énergétique)	45
Illustration 36: Éléments de réseau limitatifs du scénario 3 sur le RT suisse (analyse de la puissance)	45
Illustration 37: Congestions du réseau dans la région de Laufenburg en 2040 (centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen encore en service)	46
Illustration 38: Augmenter la sécurité d'approvisionnement des GRD et EC raccordés au RT	47
Illustration 39: Regroupements existants avec les lignes des CFF (en haut) et des GRD (en bas)	49
Illustration 40: Candidats au regroupement (tracés)	51
Illustration 41: Candidats au regroupement (sous-stations)	51
Illustration 42: Réseau de référence 2040	52
Illustration 43: Réseau stratégique 2040	53
Illustration 44: Projets nécessitant encore des études de réseau	54

Illustration 45: Candidats au regroupement	54
Illustration 46: Catégories de coûts/bénéfices du projet «Réseau stratégique 2040»	56
Illustration 47: Scénarios et horizons de planification comme base pour le développement à long terme du réseau	73
Illustration 48: Liaisons CCHT existantes et prévues en Europe. Ce «super-réseau» relie de nouvelles installations de production à des accumulateurs et à des points de charge.	75
Illustration 49: Vision du réseau de transport CH pour la 2 ^e moitié du XXI ^e siècle (pour illustration)	76