

Réseau stratégique

Planification du réseau chez Swissgrid



Contenu

1	Executive Summary	4
1.1	Structure du document	7
2	Introduction	8
2.1	Histoire de la planification stratégique du réseau en Suisse	10
2.2	Cadre réglementaire	11
2.2.1	Exigences réglementaires pour la Suisse	11
2.2.2	Dispositions réglementaires européennes	12
3	Aperçu du processus de développement du réseau	14
4	Objectifs, conditions générales et principes de planification pour le réseau stratégique	20
4.1	Objectifs de la planification stratégique du réseau	23
4.2	Conditions générales pour la planification du réseau	24
4.3	Principes de planification pour le réseau stratégique	26
5	Processus de détermination du réseau stratégique	30
6	Scénarios et régionalisation	34
6.1	Scénario-cadre de la Suisse	37
6.2	Régionalisation en Suisse	40
6.3	Régionalisation à l'étranger	47
7	Détermination du réseau initial	48
8	Formation du réseau de référence	52
8.1	Description du processus de création du réseau de référence	55
9	Définition du réseau cible à l'aide de l'analyse coûts/bénéfices	58
10	Annexe – Glossaire et abréviations	66
10.1	Glossaire	68
10.2	Abréviations	71

1 Executive Summary

1 Executive Summary

Les principales tâches légales de Swissgrid¹ sont le développement constant du réseau de transport suisse et la coordination avec les autres gestionnaires de réseau. Swissgrid apportera ainsi sa contribution à la mise en œuvre de la stratégie énergétique et à un approvisionnement en électricité sûr, performant et efficace au cours des prochaines décennies.

Dans le cadre du projet Réseau stratégique 2040, Swissgrid établit et publie jusqu'en 2024 une planification à long terme du réseau avec pour objectif l'année 2040. La base légale a été élaborée dans la nouvelle loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques) et inscrite dans les articles 9a à 9d de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7).

Il est prévu que le Conseil fédéral approuve le scénario-cadre suisse (SC CH) élaboré par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), probablement à l'automne 2022, après une consultation publique.

Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution sur le réseau de transport (réseau de distribution haute tension, niveau de réseau 3) régionalisent les directives nationales du SC CH sur les nœuds électriques de leurs réseaux. Après l'approbation du SC CH par le Conseil fédéral, Swissgrid dispose, conformément à l'art. 9d, al. 1 de la LApEI, de neuf mois pour déterminer les besoins en développement du réseau de transport – ce que l'on appelle le réseau stratégique – et pour les soumettre à l'EiCom pour examen. La Commission fédérale de l'électricité (EiCom) doit communiquer par écrit à Swissgrid le résultat de l'examen dans les neuf mois suivant le dépôt (art. 22 al. 2bis LApEI). Swissgrid procède ensuite à la publication de son réseau stratégique.

Ce processus se répète tous les quatre ans.

Le présent document définit la manière dont Swissgrid procède pour la planification à long terme du réseau. Les objectifs de la planification du réseau, les conditions générales et les principes centraux de la planification du réseau, qui constituent les lignes directrices du processus de planification actuel et futur, y sont expliqués.

Pour Swissgrid, il est important de planifier un réseau qui soit durable, qui préserve les ressources, respecte l'environnement et soit efficace sur le plan économique. Le réseau du futur doit être stable et fiable en termes de fonctionnement. Le développement du réseau ne se fait pas en réserve, mais sur la base d'évaluations compréhensibles et transparentes. Swissgrid intègre toutes les parties prenantes concernées dans sa planification du réseau et communique de manière transparente et compréhensible. Cette démarche permet de coordonner la planification d'extension, d'éviter les investissements parallèles et les zones d'ombre.

Le présent document («Planification du réseau chez Swissgrid») sera publié sur le site Internet de Swissgrid et adapté si nécessaire.

1.1 Structure du document

Le présent document s'articule autour des chapitres suivants.

Le chapitre 2 fait office d'**introduction**. Il esquisse les objectifs de ce document, résume l'histoire de la planification à long terme du réseau en Suisse ainsi que le cadre réglementaire en Suisse et en Europe.

Le chapitre 3 donne une vue d'ensemble du **processus de planification du réseau**.

Le chapitre 4 décrit les objectifs du **processus de planification du réseau**, les **conditions générales** pertinentes et les **principes de planification**.

Le chapitre 5 donne un aperçu du déroulement du **processus d'identification du réseau stratégique**. Les étapes intermédiaires sont décrites dans les chapitres suivants.

Le chapitre 6 décrit les **scénarios** qui constituent la base de la planification à long terme du réseau et le processus de régionalisation qui permet de répartir les valeurs prédéfinies pour la Suisse entre les différents nœuds électriques du réseau de transport.

Le chapitre 7 décrit le **réseau initial**, qui constitue le point de départ pour la planification du réseau de Swissgrid.

Le chapitre 8 définit le processus de formation du **réseau de référence**, dans lequel l'ajout de projets de réseau au réseau initial permet d'éviter les futures congestions du réseau identifiées lors de l'application des scénarios ou des tests de résistance.

Le chapitre 9 décrit la **formation du réseau cible**. Une analyse multicritère coûts/bénéfices permet de vérifier pour chaque projet de réseau supplémentaire s'il est vraiment nécessaire. Le réseau cible ne comprend donc pas, le cas échéant, tous les projets de réseau supplémentaires du réseau de référence. Swissgrid appelle la somme des projets de réseau supplémentaires du réseau cible le **Réseau stratégique 2040**.

Le chapitre 10 contient le glossaire et une liste des abréviations.

2 Introduction

2.1 Histoire de la planification stratégique du réseau en Suisse

Avec le Réseau stratégique 2040, c'est la troisième fois qu'un processus coordonné de développement du réseau de transport suisse est mis en place. Pour la première fois, ce processus s'appuie sur la base légale définie dans la «Stratégie Réseaux électriques». Selon cette base, la planification doit être répétée tous les quatre ans de manière comparable.

Les deux premiers projets d'élaboration des réseaux stratégiques 2015 et 2025 ont été très différents de la solution actuelle.

- En 2008, la planification du Réseau stratégique 2015 était encore réalisée séparément par les huit propriétaires du réseau de transport de l'époque².
- En 2015, la planification du Réseau stratégique 2025 a été réalisée pour la première fois par Swissgrid en régie propre. À l'époque, Swissgrid avait elle-même élaboré les scénarios, une tâche qui incombe pour la première fois à l'OFEN dans le cadre du Réseau stratégique 2040³.

La figure 1 résume l'évolution du processus de planification du réseau de transport de la Suisse.

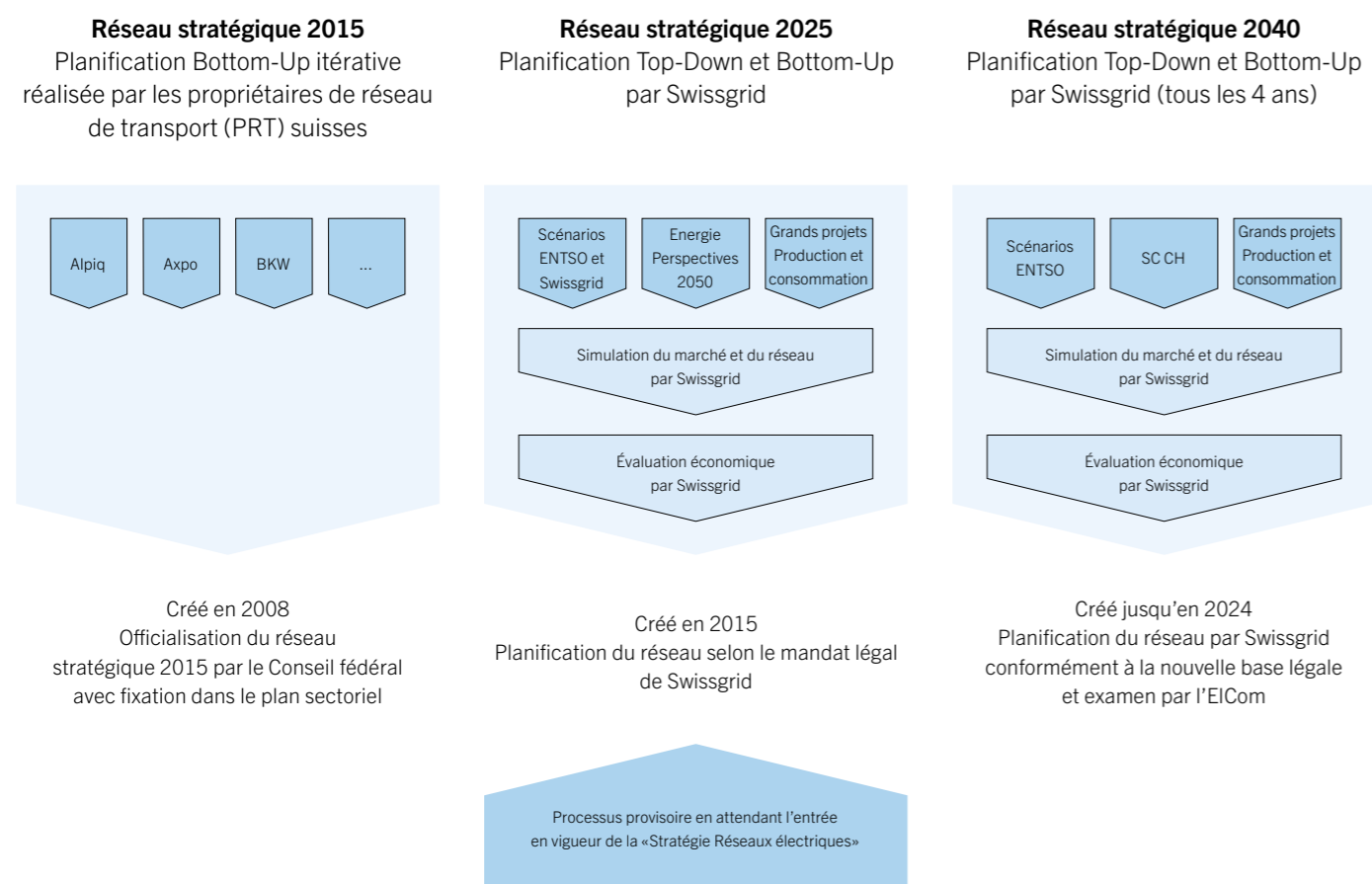


Figure 1 – Processus de développement du réseau de transport en mutation

2.2 Cadre réglementaire

2.2.1 Exigences réglementaires pour la Suisse

Conformément à l'art. 8, al. 1 LApEI, les gestionnaires de réseau sont chargés de garantir un réseau fiable, performant et efficace.

Avec l'entrée en vigueur progressive (2019–2021) des dispositions de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques («Stratégie Réseaux électriques»), le processus de planification du réseau est désormais également régi par la loi (art. 9a à 9d LApEI).

Le scénario-cadre Suisse (SC CH) n'est qu'une base pour la planification du réseau des niveaux de réseau 1 à 3. Dans le cadre de la régionalisation, Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution sur le réseau de transport (GRD sur le RT) font de nombreuses hypothèses concernant la mise en œuvre régionale des prescriptions du SC CH. Swissgrid formule également des hypothèses supplémentaires au sujet de la modélisation de l'utilisation des centrales électriques, du stockage et de l'utilisation de la flexibilité (Demand Side Management, Demand Side Response). Pour les besoins de la planification du réseau, Swissgrid se base sur l'hypothèse que les futures conditions générales réglementaires garantiront une évolution de la production et de la consommation dans le cadre défini par le SC CH.

Swissgrid est tenue de collaborer avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) étrangers. Elle doit également représenter la Suisse au sein des organes concernés (art. 20 al. 2 point e LApEI). La planification du réseau et le réseau stratégique nécessitent une coordination au niveau international. Cette coordination est assurée par la participation de Swissgrid à ENTSO-E et par des coordinations bilatérales et des études de réseau communes avec les GRT voisins.

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

³ Rapport de Swissgrid sur le Réseau stratégique 2025: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/projects/strategic-grid/sg2025-brochure-fr.pdf>

2.2.2 Dispositions réglementaires européennes

Le règlement européen 943/2019 sur le marché intérieur de l'électricité⁴ charge ENTSO-E, dans son art. 30, al. 1, point (b), «d'adopter et de publier, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union»: il s'agit du TYNDP (Ten-Year Network Development Plan).

Le processus TYNDP est divisé en huit étapes intermédiaires. Il est présenté dans la figure 2 ci-dessous.



Figure 2 – Aperçu du processus TYNDP

Le réseau de transport est un pilier important de la Stratégie énergétique 2050. Il est régulièrement développé et optimisé dans le cadre d'un processus coordonné.

⁴ Ce règlement du Clean Energy Package est issu du règlement européen 2009/714.

3 Aperçu du processus de développement du réseau

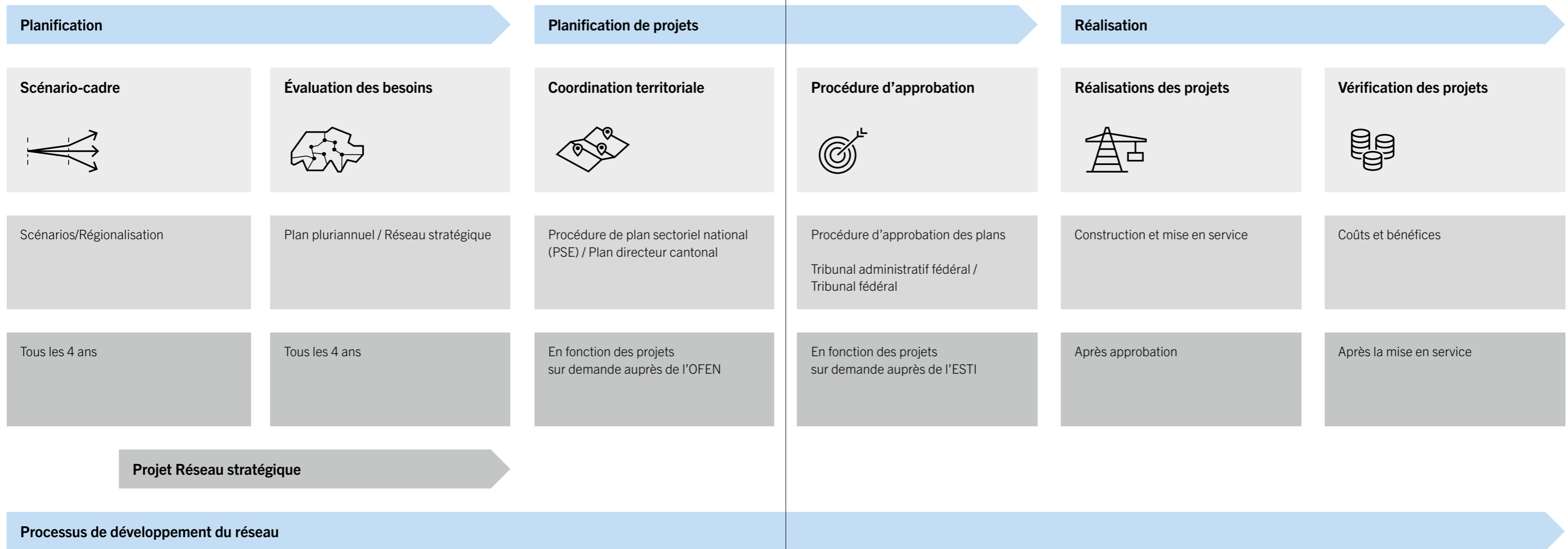


Figure 3 – Processus de planification et de développement du réseau

La figure 3 présente le processus de développement du réseau, de la planification à la réalisation des projets de développement du réseau. Lors de la phase de planification, le projet Réseau stratégique détermine les besoins en développement du réseau sur la base du SC CH approuvé par le Conseil fédéral et des données relatives à l'évolution locale de la production et de la consommation régionalisées par les gestionnaires de réseau de distribution au RT.

Les phases «**Étude de projet**» et «**Réalisation**», au cours desquelles les projets de réseau sont concrètement planifiés, approuvés et construits, ne font pas partie du projet Réseau stratégique et ne sont donc pas décrites dans le présent document.

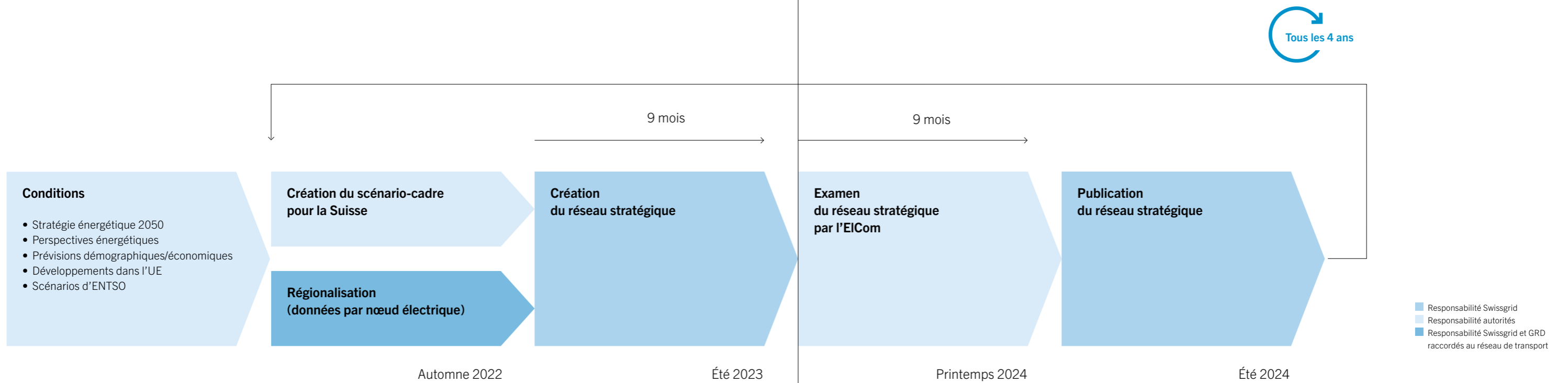


Figure 4 – Rédaction récurrente du SC CH et réseau stratégique

La figure 4 permet de visualiser le processus d'élaboration du réseau stratégique qui se répète tous les quatre ans.

L'OFEN établit un **SC CH** qui sert de base à la planification du réseau de transport et des réseaux de distribution à haute tension (NR1–3). Le SC CH s'appuie sur les objectifs de la Confédération en matière de politique énergétique, ainsi que sur des données générales concernant l'ensemble de l'économie et tient compte du contexte international (notamment les scénarios ENTSO-E). Le SC CH est approuvé par le Conseil fédéral et est contraignant pour les autorités (y compris l'EiCom) et Swissgrid pour la planification des réseaux électriques (cf. chapitre 6).

Les directives nationales du SC CH relatives à l'évolution de la production et de la consommation, séparées par technologie ou par groupe de consommateurs, sont ensuite régionalisées au moyen d'un **processus de régionalisation** élaboré par un groupe de travail de branche.

Le processus de régionalisation décrit comment les chiffres clés nationaux sont répartis par paramètre sur les zones de réseau (zones de desserte) des gestionnaires de réseau de niveau 3 (NR3), puis sur les nœuds électriques (NR1 et NR3), ce qui permet de créer une base de données exploitable pour la planification du réseau (c.-à-d. précise au niveau des nœuds).

Les gestionnaires de réseau de tous les niveaux de réseau coordonnent leur planification du réseau et se transmettent gratuitement les informations nécessaires à cet effet. Il s'agit notamment d'informations sur le réseau existant, sur les projets de réseau planifiés et sur les prévisions de production et de consommation. Swissgrid doit notamment tenir compte du développement du réseau sur le NR3 lors de la planification du réseau stratégique.

Sur la base du SC CH et des données régionalisées qui en découlent, Swissgrid établit le **réseau stratégique**. Le réseau stratégique décrit et justifie les projets de réseau prévus pour la période étudiée. Le plan pluriannuel ou le rapport sur le réseau stratégique doit être présenté à l'EiCom dans les neuf mois suivant l'approbation du SC CH par le Conseil fédéral.

L'**EiCom examine** le réseau stratégique dans un délai de neuf mois afin de déterminer si les projets de réseau qu'il contient sont efficaces et appropriés d'un point de vue technique et économique. Si l'EiCom devait avoir des objections, des adaptations seraient apportées au réseau stratégique.

Swissgrid **publie** ensuite le Réseau stratégique 2040 examiné par le biais de mesures de communication appropriées.

Tous les quatre ans, ce processus recommence avec l'actualisation du SC CH.

4 Objectifs, conditions générales et principes de planification pour le réseau stratégique

4 Objectifs, conditions générales et principes de planification pour le réseau stratégique

La figure 5 donne un aperçu des objectifs principaux, des conditions générales à respecter et des principes de planification pour le projet de réseau stratégique.

Objectifs de la planification à long terme du réseau

Un réseau robuste et optimisé sur le plan économique garantit la sécurité de l’approvisionnement dans le cadre des différents scénarios et constitue la base de la transition énergétique. Lors de sa planification, on veille à préserver les ressources et à minimiser l’impact sur l’environnement.

Conditions générales pour la planification du réseau

L'évolution de la production et de la consommation en Europe et en Suisse est donnée (SC CH).	Les relations ambiguës avec l'UE entraînent des incertitudes quant à la capacité frontalière et aux possibilités d'importation de la Suisse.	Le développement de l'exploitation du réseau et des moyens d'exploitation des flux de charge augmente la robustesse du futur réseau de transport.
---	--	---

Principes de planification pour le RS2040

L'impact sur l'environnement est minimisé grâce au principe ORARE, au regroupement des infrastructures, à la neutralité technologique (câbles, lignes aériennes) et à la réduction du nombre de sous-stations.

Les futures congestions du réseau et les violations de tension sont évitées.	La flexibilité des accumulateurs, des producteurs et des consommateurs n'est prise en compte que si elle est exploitable.	Les parties prenantes concernées sont impliquées dans le processus de planification du réseau.
La stabilité dynamique du réseau est assurée.	Les projets de réseau sont mis en œuvre s'ils présentent un rapport coûts/bénéfices positif.	Les résultats sont communiqués de manière transparente et compréhensible.

Figure 5 – Objectifs, conditions générales et principes de planification pour le réseau stratégique

Pour que les objectifs soient atteints, la connaissance et le respect des conditions générales sont tout aussi importants que des principes de planification clairement définis, qui constituent les lignes directrices du processus de planification du réseau chez Swissgrid.

Le processus de planification du réseau s'effectue de manière récurrente tous les quatre ans sur une base légale. La répartition des rôles des acteurs impliqués est clairement définie. Le processus est organisé de manière durable, en documentant de manière détaillée la procédure, les hypothèses et les résultats. La qualité est ainsi améliorée de manière cyclique.

4.1 Objectifs de la planification stratégique du réseau

Un réseau robuste et optimisé sur le plan économique garantit la sécurité de l’approvisionnement dans le cadre des différents scénarios et constitue la base de la transition énergétique.

Cela implique une planification du réseau stratégique suffisamment solide pour relever les défis du virage énergétique et pour disposer en 2040 d'un réseau de transport suisse capable de garantir la sécurité d’approvisionnement. La réalisation de cet objectif nécessite une solution optimisée au maximum sur le plan économique. Pour ce faire, Swissgrid considère le système électrique (marché et réseau) dans son ensemble et trouve des solutions durables et optimisées à des coûts acceptables.

La planification du réseau veille à préserver les ressources et à minimiser l’impact sur l’environnement.

Cette démarche implique que le réseau existant soit utilisé le plus efficacement possible avant de procéder à un développement du réseau (principe ORARE). Cela signifie également qu’une planification consciencieuse et durable est un facteur de réussite essentiel pour permettre l’acceptation et donc la réalisation du réseau stratégique. Lors de la réalisation de projets de réseau, Swissgrid veille à ce que la population et l’environnement soient impactés le moins possible. Une évaluation du degré de réussite de cet objectif est effectuée dans le cadre de l’analyse coûts/bénéfices (voir bénéfice Z4 au chapitre 9).

4.2 Conditions générales pour la planification du réseau

L'évolution de la production et de la consommation en Europe et en Suisse est donnée dans le SC CH.

Pour pouvoir faire face aux évolutions et défis futurs, il est nécessaire de disposer d'un réseau de transport performant et adapté à ces exigences. À cet égard, il convient de veiller aux points suivants:

- Avec la Stratégie énergétique 2050, la Suisse vise la décarbonisation de l'économie et de la société dans le cadre des objectifs climatiques (émissions nettes de gaz à effet de serre nulles d'ici 2050). La consommation d'électricité continuera à augmenter malgré les mesures d'efficacité. La planification du développement du réseau se base sur le SC CH, qui a fait l'objet d'une consultation publique et a été approuvé par le Conseil fédéral, ce qui permet d'en déduire les exigences futures pour le réseau de transport.
- Selon le SC CH, l'approvisionnement en électricité de la Suisse doit être assuré à long terme par un mélange de production décentralisée et renouvelable, d'énergie hydraulique, d'importations d'électricité et de technologies de stockage⁵. À l'avenir, la Suisse continuera à dépendre des importations d'électricité, en particulier pendant le semestre d'hiver. Swissgrid prend en compte et évalue les conditions générales en constante évolution en Europe (p. ex. décentralisation de la production d'électricité, abandon de l'énergie nucléaire et du charbon, relations CH-UE, crises énergétiques, conflits internationaux), qui exercent une influence sur les possibilités d'importation depuis l'étranger.
- Les trois scénarios du SC CH comportent différentes évolutions possibles de la production et de la consommation en Suisse et en Europe. La sortie du charbon et du nucléaire, en particulier, réduit les possibilités d'exportation des pays voisins de la Suisse. Un scénario du SC CH prévoit donc la construction de centrales à gaz pour la Suisse. Swissgrid accepte, en accord avec l'EiCom et les parties prenantes concernées, des sites pour ces centrales à gaz.

Les relations ambiguës avec l'UE entraînent des incertitudes quant à la capacité frontalière et aux possibilités d'importation de la Suisse.

À cet égard, il convient de veiller aux points suivants:

- Dans la perspective de l'année 2040, on peut espérer que la Suisse et l'UE trouveront le moyen de coopérer dans l'intérêt des deux parties. L'UE profite de la Suisse, située au centre de l'Europe, comme pays de transit. Aucun autre pays d'Europe ne dispose d'un nombre comparable de lignes transfrontalières et de flux de transit. Pour la Suisse, l'Europe est importante, autant au regard de la commercialisation de l'énergie hydraulique suisse que de la sécurité d'approvisionnement en hiver.
- Swissgrid est membre de l'ENTSO-E⁶ et, de ce fait, intégrée dans le processus européen de développement du réseau. La Suisse utilise les scénarios ENTSO-E pour modéliser l'évolution dans les autres pays européens.
- La mise en œuvre du «Clean Energy Package» de l'UE, qui prévoit le critère des 70 % de minRAM et le couplage de marchés basé sur les flux (flow based market coupling, FBMC), pourrait avoir un impact négatif sur la capacité frontalière utilisable aux frontières suisses. C'est pourquoi il est important que la Suisse soit réintégrée le plus rapidement possible dans les processus européens⁷. Pour la période de transition, Swissgrid et les GRT voisins doivent trouver un moyen d'impliquer la Suisse de manière appropriée dans le processus de détermination des capacités (p. ex. au moyen de contrats de droit privé tels que le SAFA).
- On ignore quand et comment les frontières suisses seront intégrées dans l'allocation de capacités du FBMC. Dans ce contexte, Swissgrid prévoit, pour la planification du réseau, une capacité de transport minimale garantie pour 2030, tandis que pour 2040, elle part du principe que l'intégration dans le FBMC sera complète.
- De plus, il n'est pas certain que le Conseil fédéral prenne des décisions au cours des prochaines années en raison des relations floues avec l'UE. Les conséquences de ces décisions sur la planification du réseau doivent être analysées et des mesures doivent être prises si nécessaire.

Le développement de l'exploitation du réseau et des moyens d'exploitation des flux de charge augmente la robustesse du futur réseau de transport.

L'exploitation du réseau sera encore plus efficace et plus sûre, mais aussi plus complexe et plus exigeante, grâce aux développements concernant les prévisions, la coordination, les capteurs, la technique d'analyse, l'utilisation de nouveaux produits de flexibilité et la possibilité de contrôler les flux d'électricité. À cet égard, il convient de veiller aux points suivants:

- Pour pouvoir identifier à temps les flux d'électricité et les éventuelles congestions du réseau, il est nécessaire d'établir des prévisions de la production (photovoltaïque, éolien) et de la consommation d'électricité en fonction de l'offre. Pour ce faire, il convient d'associer les prévisions météorologiques, qui sont aujourd'hui disponibles avec une très bonne résolution, à des informations sur les installations existantes (puissance, emplacement, orientation, etc.).
- Swissgrid définit sa zone d'observabilité («Observability Area») jusqu'en 2023, en collaboration avec des GRT étrangers et des GRD suisses. Les mises hors service et les manœuvres sont coordonnées pour les moyens d'exploitation de la zone d'observabilité et les valeurs de mesure en temps réel sont échangées.
- À l'avenir, les flux d'électricité, les températures, la hauteur de boucles, etc. seront mesurés sur les lignes fortement sollicitées, ce qui permettra d'optimiser la capacité de ligne et les éventuels coûts de redispatch.
- Des produits de flexibilité pour les consommateurs, les producteurs et les accumulateurs sont créés (marché intégré, Equigy, etc.) et utilisés de manière ciblée.
- Les moyens d'exploitation de contrôle du débit de charge et de maintien de la tension (p. ex. FACTS, PST, transformateurs à réglage en phase et en quadrature) permettent d'optimiser l'utilisation du réseau existant, par exemple en chargeant le plus uniformément possible les lignes parallèles, ce qui permet également de réduire les pertes actives. Il est possible de transporter d'importantes quantités d'électricité sur de longues distances avec des lignes CCHT. Cette technologie pourrait par exemple être utilisée pour relier de grands parcs photovoltaïques/éoliens à l'étranger à des centrales de pompage-turbinage en Suisse.

D'une manière générale, il convient de noter que la configuration du marché et les conditions générales réglementaires ne peuvent pas être considérées comme constantes. Il n'existe par exemple actuellement aucune incitation basée sur le marché permettant de tendre vers la sécurité du système au moyen d'une solution optimale sur le plan économique (p. ex. produits de flexibilité). Cette situation pourrait changer dans les années à venir, ce qui pourrait entraîner une diminution des besoins de développement du réseau.

On peut imaginer des changements de paradigme, dus entre autres à une montée en flèche de l'e-mobilité ou à la sortie soudaine du nucléaire, qui devront être immédiatement maîtrisés. L'approbation des projets de développement du réseau nécessite au minimum 10 à 15 ans. Lors de la planification d'un réseau robuste, il convient de tenir compte de ces différentes dimensions temporelles.

⁵ Pour les centrales nucléaires en Suisse, le SC CH suppose une durée de 50 ans, de sorte qu'elles ne contribuent plus à la production d'électricité à long terme.

⁶ Une exclusion de Swissgrid d'ENTSO-E n'est pas impossible. Dans ce cas, des solutions contractuelles analogues devront être trouvées dans l'intérêt des deux parties en ce qui concerne la planification du réseau interconnecté commun. Par conséquent, cette éventualité ne sera pas abordée plus en détail ici.

⁷ L'intégration complète nécessite un accord sur l'électricité avec l'UE qui à son tour nécessite un accord-cadre ou un équivalent. La conclusion de ces accords pourrait prendre une bonne dizaine d'années.

4.3 Principes de planification pour le réseau stratégique

L'impact sur l'environnement est minimisé grâce au principe ORARE, au regroupement des infrastructures, à la neutralité technologique (câbles, lignes aériennes) et à la réduction du nombre de sous-stations.

- Swissgrid ne développe pas le réseau en réserve. Swissgrid utilise d'abord le réseau existant de la manière la plus efficace possible (Remedial Actions), le renforce si nécessaire et ne construit de nouvelles lignes que si cela s'avère absolument nécessaire. Les lignes qui ne sont pas nécessaires à long terme sont démantelées partout où cela est possible (principe ORARE⁸).
- En principe, Swissgrid ne développe pas le réseau dans le but de permettre à tout moment des mises hors service arbitraires pour des travaux de maintenance et de développement du réseau. Il ne peut être dérogé à ce principe que dans des cas justifiés, par exemple lorsque l'exploitation sûre du réseau ne peut pas être garantie à l'aide d'éléments de réseau provisoires ou de mesures de redispatch.
- Le regroupement des lignes de transport avec les routes nationales et les voies ferrées⁹ doit permettre à long terme de réduire le nombre de tracés parallèles. Swissgrid tient compte des résultats de la Conférence pour l'organisation du territoire (COT) et se coordonne avec les offices fédéraux compétents (OFROU, OFT), les CFF et les partenaires de projet concernés (p. ex. deuxième tunnel du Gothard, tunnel du Grimsel).

- Lors de la recherche du meilleur corridor de ligne et du choix de la technologie de transport à appliquer, Swissgrid tient compte de l'impact sur le territoire et l'environnement, ainsi que des aspects techniques et de la rentabilité. Swissgrid analyse les variantes avec ligne aérienne ou câblage pour chaque projet de réseau¹⁰. Les deux technologies présentent des avantages et des inconvénients lors des études de projets, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance. Le projet Réseau stratégique émet des hypothèses sur la variante de mise en œuvre afin de pouvoir établir une estimation des coûts. La définition du corridor de ligne et de la technologie de transport se fera d'abord dans le cadre de la coordination spatiale qui suivra ultérieurement, dans la procédure de plan sectoriel national.
- Comparativement à d'autres pays, la Suisse compte un très grand nombre de sous-stations réparties sur un territoire restreint. L'une des causes de cela est p. ex. la présence de plusieurs grandes centrales hydroélectriques dans un espace restreint. Dans le cadre des investissements de remplacement, on examine, en concertation avec les GRD locaux, quelles sous-stations peuvent éventuellement être regroupées ou démantelées. Cela permet de réaliser des économies de coûts à long terme.
- Une incitation financière actuellement erronée au niveau des rétributions d'utilisation du réseau (tarif de base) conduit les GRD à réduire autant que possible le nombre de leurs points de raccordement au RT. Cette situation diminue la sécurité d'approvisionnement et du réseau des GRD et complique l'exploitation et l'entretien du réseau chez Swissgrid. La Confédération a l'intention de supprimer la disposition correspondante dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI). Selon le message relatif à l'acte modificateur unique¹¹, cela pourrait avoir lieu vers 2025.

Les futures congestions du réseau et violations de tension sont évitées.

- La simulation du réseau permet à Swissgrid d'identifier les éléments de réseau qui seront à l'avenir régulièrement sujets à des violations n-1 ou de tension.
- Il s'agit également de vérifier s'il existe des congestions dans l'exploitation actuelle du réseau que la simulation du réseau n'aurait pas mises en évidence. Ces cas seront également pris en compte si nécessaire.
- Les congestions existantes et futures sont résolues par des mesures de développement du réseau, lorsque les Remedial Actions ne sont pas possibles, ne sont pas suffisantes ou qu'elles sont plus coûteuses que le développement du réseau.
- Le réseau transfrontalier suisse étant très bien développé, la plupart des projets serviront vraisemblablement à étendre le réseau en Suisse. Un réseau national robuste constitue une bonne base pour les échanges internationaux d'électricité.
- Le développement du réseau est dicté par la demande et vise à éliminer les congestions du réseau, indépendamment de leur emplacement. Cela permet de garantir un approvisionnement en électricité fiable dans toutes les régions de Suisse.

La stabilité dynamique du réseau est assurée.

- Suite au démantèlement de grandes centrales thermiques en Europe, la masse rotative sur le réseau de transport se réduit, ce qui fait que la garantie de la stabilité dynamique du réseau gagne en importance.
- C'est pourquoi la stabilité dynamique du réseau de référence est testée dans le cadre de tests de résistance.

Les projets de réseau sont mis en œuvre s'ils présentent un rapport coûts/bénéfices positif.

- Pour chaque projet de réseau dont les coûts dépassent CHF 1.0 million, Swissgrid procède à une comparaison uniforme des coûts et des bénéfices et la documente.
- Les catégories de bénéfices sont entre autres: plus-value économique, réduction des émissions de CO₂, meilleure intégration des énergies renouvelables, réduction des coûts des pertes de réseau et du redispatch, augmentation de la sécurité du réseau / de l'approvisionnement, réduction de l'impact environnemental, résilience¹².
- Selon le critère, le bénéfice est indiqué en termes monétaires, quantitatifs ou qualitatifs.

⁸ Le message relatif à la «stratégie Réseaux électriques» précise ce qui suit: «Les différentes mesures d'un projet de réseau doivent toujours être considérées dans leur ensemble. Le principe ORARE doit donc être appliqué dans des projets concrets de réseau présentant de nombreuses mesures distinctes de manière à trouver une solution axée sur le long terme et efficace. Les principes de planification du réseau reflétant le principe ORARE ne conduisent pas nécessairement d'abord à une optimisation, suivie par un renforcement, lequel précède une extension. La législation en matière de protection de l'environnement peut notamment limiter l'optimisation et le renforcement du réseau en fixant des valeurs limites, par exemple au rayonnement non ionisant ou au bruit, qui doivent être respectées dans tous les cas.»

⁹ Cf. Regroupement de lignes de transport d'électricité avec des routes nationales et des lignes ferroviaires (admin.ch).

¹⁰ Le système d'évaluation et le manuel Lignes de transport d'électricité publiés par l'Office fédéral de l'environnement constituent la base de la décision technologique.

¹¹ Message relatif à l'acte modificateur unique (cf. page 49): «La répercussion des coûts de transport (niveau de réseau 1) dans le réseau de distribution (niveaux de réseau 2 à 7) ne se fera plus selon le rapport 30% de tarif de travail, 60% de tarif de puissance et 10% de tarif de base, mais selon le rapport 10% de tarif de travail et 90% de tarif de puissance.»

¹² Un projet de réseau aura une meilleure résilience si plusieurs scénarios démontrent sa nécessité.

Un approvisionnement sûr, efficace et durable est au cœur du réseau stratégique

La flexibilité des accumulateurs, des producteurs et des consommateurs n'est prise en compte que si elle est exploitable.

- Avec l'intelligence artificielle, la gestion décentralisée de la consommation et le lissage des pics intelligent en cas de production photovoltaïque/éolienne, il est possible de désengorger aussi bien les réseaux locaux que le réseau de transport.
- Ces potentiels ne sont pris en compte dans la planification du réseau que lorsque Swissgrid peut effectivement les utiliser à tout moment et de manière durable. Pour cela, il faut créer des conditions générales réglementaires et conclure des contrats, ce qui n'est pas encore suffisamment le cas aujourd'hui. Actuellement, ces possibilités servent surtout à améliorer la sécurité de l'exploitation, mais ne permettent guère de réduire les besoins de développement du réseau.
- La planification du réseau montre le degré de flexibilité qui serait nécessaire de la part des consommateurs, des centrales électriques ou des accumulateurs pour éviter un projet concret de ligne. Sur cette base, il est possible de vérifier si la flexibilité nécessaire peut être obtenue de manière fiable, par contrat et à quel coût, et donc d'éviter le développement du réseau.

Les parties prenantes concernées sont impliquées dans le processus de planification du réseau et les résultats sont communiqués de manière transparente et compréhensible.

- Swissgrid coordonne la planification du réseau de transport avec la planification des réseaux de transport des pays voisins, la planification des réseaux de distribution et des centrales électriques sur le réseau de transport suisse et la planification du réseau à haute tension des CFF.
- Swissgrid travaille en étroite collaboration avec des partenaires de la branche et les autorités pour définir les besoins en données nécessaires, régionaliser les directives nationales et assurer le processus de mise en œuvre.
- Swissgrid communique le réseau stratégique et la procédure de détermination de celui-ci de manière transparente et compréhensible.

5 Processus de détermination du réseau stratégique

5 Processus de détermination du réseau stratégique

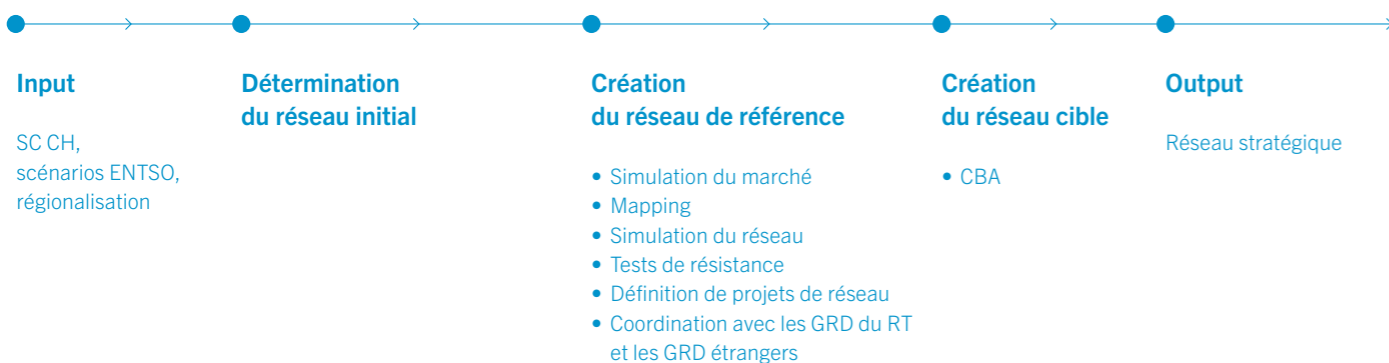


Figure 6 – Étapes du processus de planification du réseau

La figure 6 montre les étapes intermédiaires du processus de planification du réseau au sein de Swissgrid.

Le SC CH¹³ et les scénarios ENTSO-E¹⁴ qui y sont attribués constituent les principales **grandeurs d'entrée** pour le processus de planification du réseau. Swissgrid reçoit également des informations sur l'évolution de la production et de la consommation en Suisse, issues du processus de régionalisation, de la part des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et des exploitants de centrales (EC) directement raccordés au réseau de transport (RT) ainsi que de la part des CFF.

Le point de départ du processus de planification du réseau est ce que l'on appelle le **réseau initial**. Ce modèle de réseau européen comprend tous les éléments de réseau qui sont actuellement en service et qui resteront en service ou seront encore mis en service d'ici 2030¹⁵.

Le **réseau de référence** est ensuite constitué à l'aide de simulations de marché et du réseau ainsi que de tests de résistance, en ajoutant au réseau initial de nouveaux projets de réseau et en les coordonnant avec des GRD du RT et des GRT étrangers.¹⁶

Une fois le réseau de référence finalisé, le **réseau cible est constitué**. L'**analyse coûts/bénéfices**¹⁷ permet d'évaluer tous les projets de réseau supplémentaires au sein du réseau de référence. En principe, seuls les projets dont les avantages prédominent font partie du réseau cible. L'ensemble des projets de réseau supplémentaires figurant dans le réseau cible 2040 par rapport au réseau initial constitue le **Réseau stratégique**.

Le point de départ du processus de planification du réseau est le réseau initial. Ce modèle de réseau européen comprend tous les éléments de réseau qui sont actuellement en service et qui seront encore mis en service d'ici 2030.

¹³ Le SC CH est approuvé par le Conseil fédéral et a force obligatoire pour la planification du réseau stratégique. Dans ce document, certains scénarios ENTSO-E sont également déclarés comme base de planification obligatoire pour les développements à l'étranger.

¹⁴ Tous les deux ans, ENTSO-E et ENTSO-G élaborent conjointement le scénario-cadre ENTSO pour l'électricité et le gaz en Europe.

¹⁵ En raison des procédures judiciaires en cours, il subsiste une part d'incertitude quant à cette hypothèse.

¹⁶ Il est impossible d'achever cette coordination en l'espace de neuf mois, surtout si des études communes sont nécessaires.

¹⁷ L'analyse coûts/bénéfices est basée sur le document ENTSO-E «Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects».

6 Scénarios et régionalisation

6 Scénarios et régionalisation



Ce chapitre décrit les scénarios nationaux et européens et leur régionalisation, qui constituent les données d'entrée externes pour le processus de planification du réseau qui se déroule ensuite chez Swissgrid.

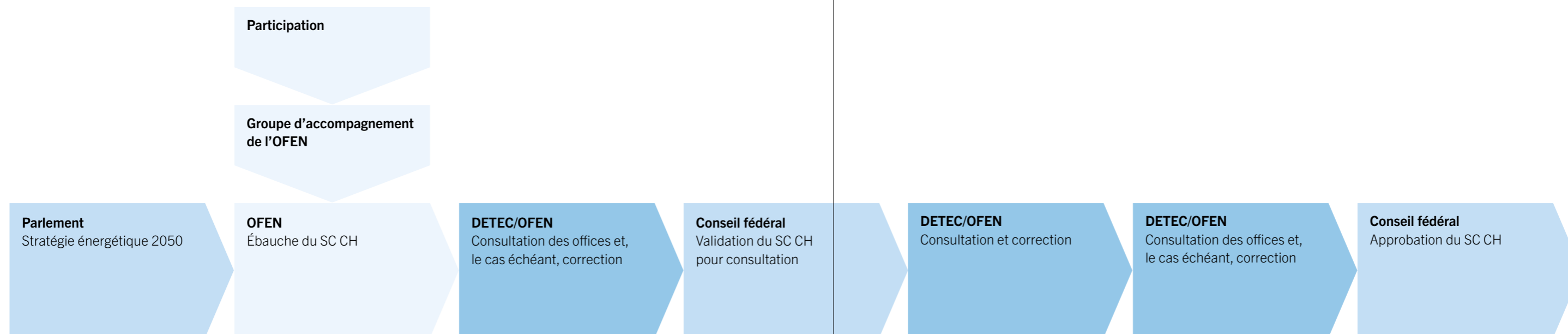


Figure 7 – Processus d'élaboration et de validation du SC CH

6.1 Scénario-cadre de la Suisse

L'OFEN établit un SC CH qui sert de base à la planification des réseaux de transport et des réseaux de distribution à haute tension (NR1–3). Le SC CH s'appuie sur les objectifs de la Confédération en matière de politique énergétique et sur des données générales concernant l'ensemble de l'économie, et tient compte du contexte international (notamment le scénario-cadre ENTSO-E). Le SC CH est approuvé par le Conseil fédéral et est contraignant pour les autorités (y compris l'EICOM) et Swissgrid pour la planification des réseaux électriques.

Lors de l'élaboration du SC CH, l'OFEN associe la société nationale du réseau de transport, des représentants des gestionnaires de réseau de distribution, les cantons et d'autres parties concernées (notamment les EC, les CFF ainsi que les associations économiques et environnementales – groupe dit d'accompagnement). Le SC CH montre l'éventail des évolutions possibles de l'économie énergétique (période de 10 et 20 ans). La figure 7 illustre le processus d'élaboration et de validation du SC CH.

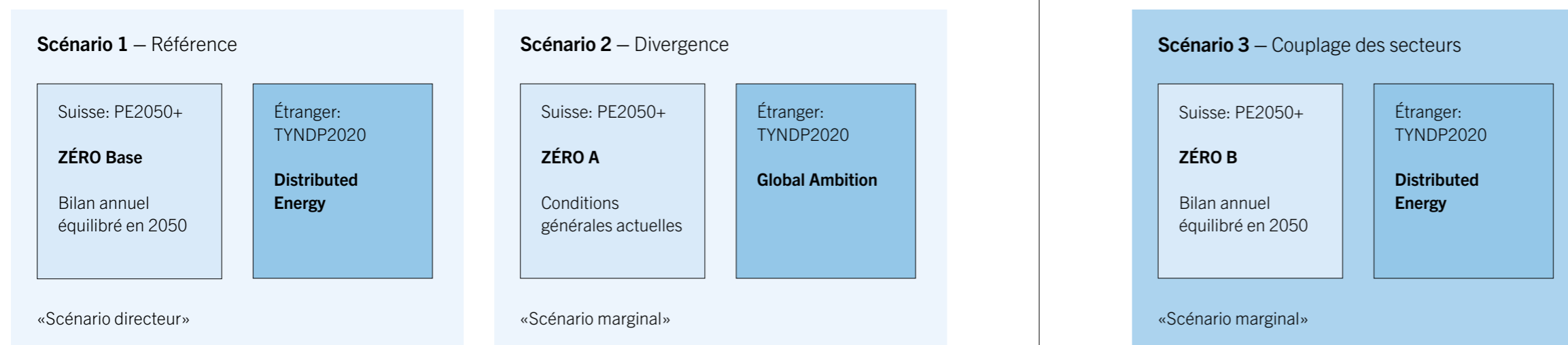
Un scénario décrit l'évolution possible du mélange de production et de consommation d'électricité en Suisse.

Le SC CH se compose d'un certain nombre de scénarios. L'art. 9a al. 3 de la LApEl prévoit un maximum de trois scénarios.

Un scénario n'est pas une prévision de l'avenir. Chaque scénario décrit une évolution future imaginable, cohérente et possible. L'évolution future probable visée par les politiques doit se situer dans l'espace délimité par le scénario-cadre. Le réseau stratégique est planifié de manière d'autant plus robuste qu'il maîtrise les défis des différents scénarios.

Le SC CH, qui constitue la base du Réseau stratégique 2040, comprend trois scénarios. Les trois scénarios se basent sur les perspectives énergétiques 2050+ (PE2050+)¹⁸ publiées par l'OFEN en novembre 2020 et sur l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Les années cibles du premier scénario-cadre sont 2030 et 2040. Les scénarios des gestionnaires de réseau de transport européens d'électricité et de gaz (ENTSO-E et ENTSOG) constituent la base des développements à l'étranger.

Les scénarios se distinguent par le parc des centrales électriques et la consommation. Les scénarios du SC CH ont été associés à deux scénarios ENTSO (cf. figure 8). Swissgrid peut donc extraire les données pour la Suisse du SC CH et les données pour les États européens des scénarios attribués à chaque fois par ENTSO.



Les trois scénarios sont compatibles avec l'objectif zéro net qui doit être atteint d'ici 2050.

Figure 8 – 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 de charge».

Pour l'Europe, on se réfère au scénario ENTSO «Global Ambition» avec davantage de grandes installations de production centralisées. L'augmentation des flux de charge à longue distance qui en résulte entraîne en outre 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 moins poussée que dans le scénario «ZÉRO Base» et par un recours accru au biogaz et aux gaz synthétiques pour la production d'électricité ainsi qu'aux centrales à gaz (centrales de réserve pouvant injecter de la puissance à court terme dans le réseau électrique en cas de besoin), qui fonctionneront à long terme avec de l'hydrogène majoritairement importé. Grâce à la baisse de la demande en électricité et à l'augmentation de la production nationale d'électricité, les réseaux électriques sont moins sollicités.

Comme le scénario 1, il est combiné avec le scénario ENTSO «Distributed Energy».

Dans le SC CH, les capacités frontalières (valeurs NTC) convenues avec les pays voisins pour l'année 2025 sont prises en compte de manière uniforme pour tous les scénarios. Si, dans le cadre de ses analyses, Swissgrid devait reconnaître qu'une augmentation des capacités frontalières est nécessaire, elle discuterait des projets correspondants avec les GRT étrangers et justifierait leur nécessité auprès de l'EiCom.

Les trois scénarios sont utilisés pour l'élaboration du réseau de référence. En revanche, l'évaluation des projets à l'aide de la méthodologie CBA (cf. chapitre 9) n'est effectuée que pour le scénario directeur «Référence», car celui-ci est supposé être le scénario le plus probable dans le SC CH.

6.2 Régionalisation en Suisse

Le SC CH comporte pour les différents types de centrales électriques, d'accumulateurs et de consommateurs des données agrégées au niveau national relatives à trois scénarios pour les années 2030/2040. L'objectif de la régionalisation est de déterminer la variation par paramètre et par nœud électrique des NR1 et 3, ce qui permet de créer la base de données nécessaire à la planification du réseau.

Les méthodes possibles de régionalisation sont décrites dans le document de l'OFEN intitulé «Guide de la régionalisation». Le guide de l'OFEN ne fait pas partie du SC CH et n'est pas juridiquement contraignant. L'organisation de la régionalisation concrète reste de la compétence et de la responsabilité de chaque gestionnaire de réseau.

Swissgrid et les GRD se sont coordonnés au sein d'un groupe de travail de branche en ce qui concerne le processus de mise en œuvre de la régionalisation. Le document «Données de planification du réseau pour le Réseau stratégique 2040», élaboré conjointement, décrit la régionalisation telle qu'elle sera ou a été réalisée en 2022.

Le guide de l'OFEN distingue quatre principes pour la régionalisation. La description de ces principes est visible dans la figure 9.

Puissance installée	Principes	Description
≥ 10 MW	A Pas de régionalisation	<ul style="list-style-type: none"> Le site et la puissance sont connus. Les mises hors service / augmentations de puissance et la puissance des nouvelles installations par nœud électrique ne peuvent avoir lieu que si les producteurs d'électricité, les gestionnaires d'accumulateurs et les gros consommateurs respectent les principes suivants: <ul style="list-style-type: none"> – Message au gestionnaire de réseau auquel l'installation est/sera raccordée. – Sans notification et sans permis de construire, il n'y a pas de prise en compte dans la planification du réseau. – Les permis de construire et les demandes de raccordement au réseau doivent être déposés dans un délai publié par le gestionnaire de réseau.
< 10 MW	B Sites existants	<ul style="list-style-type: none"> Le chiffre clé régional pour l'évolution de la puissance peut être réparti sur les sites d'installation existants proportionnellement à la puissance déjà installée.
	C Zones potentielles	<ul style="list-style-type: none"> Le chiffre clé régional concernant l'évolution de la puissance ne peut pas être lié à des sites d'installation concrets existants, car il existe encore trop peu de sites ou des sites répartis de manière inégale ou encore aucun site. Les zones potentielles sont identifiées sur la base d'informations supplémentaires. La répartition de l'augmentation de puissance se fait sur les nœuds électriques qui se trouvent dans les zones potentielles.
	D Évolution à grande échelle	<ul style="list-style-type: none"> L'évolution régionale s'effectue par région de desserte ou nœud électrique proportionnellement, par exemple, à l'évolution démographique ou économique. Convient également pour les nouvelles constructions sur l'ensemble du territoire pour lesquelles il n'existe pas de sites/zones potentielles spécifiques.

Figure 9 – Principes de la régionalisation selon le guide de l'OFEN

La figure 10 ci-dessous contient les différents paramètres du SC CH et les principes de régionalisation recommandés par paramètre dans le guide de l'OFEN. Dans le cas du photovoltaïque, le guide de l'OFEN estime également dans le texte qu'une combinaison des principes C et D est judicieuse.

Production d'électricité	Principe	Accumulateur	Principe
Centrales au fil de l'eau	A	Centrales de pompage-turbinage	A
Centrales à accumulation	A	Batteries décentralisées	D
Centrales de pompage-turbinage	A		
Petites centrales hydroélectriques	B ou C	Consommation d'électricité	
Centrales nucléaires	A	Consommation conventionnelle	D
Centrales à cycle combiné	A	• Secteur domestique	
Incinération des ordures ménagères	A et B ou D	• Secteur industriel	
Autres centrales thermiques	A et B ou D	• Secteur des services	
Biomasse (bois)	A et B ou D	• Secteur des transports	
Centrales au biogaz	A et B ou D	Électromobilité	D
Épuration des eaux usées	B ou D	Pompes à chaleur	D
Géothermie	A	Installations Power-to-X	A
Énergie photovoltaïque	D	Installations de captage du carbone	B
Énergie éolienne	C	Pompes d'alimentation	–

Figure 10 – Méthodes de régionalisation par paramètre selon le guide de l'OFEN

La figure 11 ci-contre donne un aperçu sommaire de la manière dont les valeurs cibles par nœud électrique, et donc la base pour la planification du réseau, sont créées sur la base des données du SC CH, des données du guide de l'OFEN, des éventuelles directives cantonales et des données collectées sur les installations existantes et prévues.

Collecte de données pour la planification du réseau

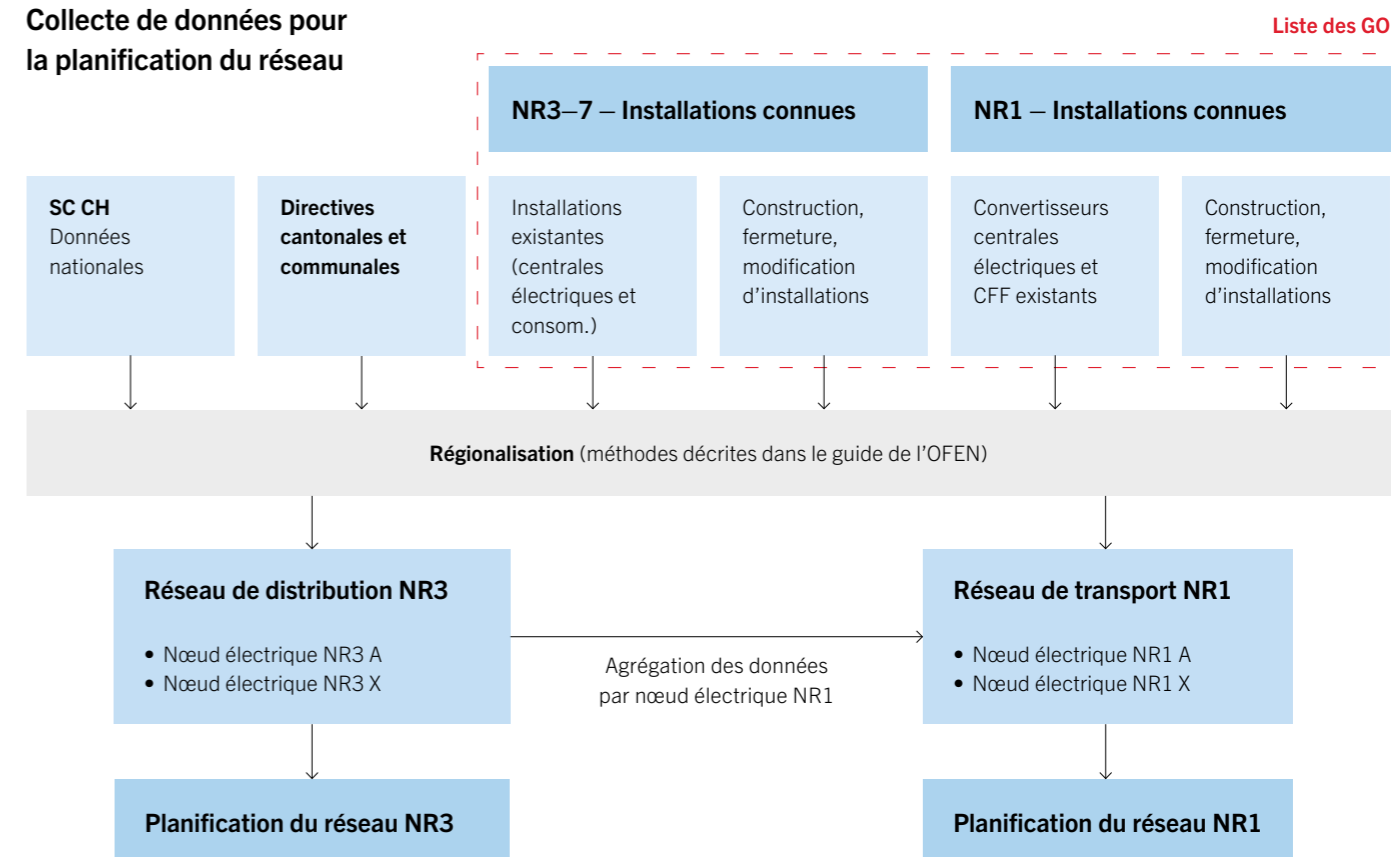


Figure 11 – Processus global de mise à disposition des données de planification du réseau, y compris le processus de régionalisation

Dans le processus de régionalisation, les valeurs cibles nationales du SC CH sont réparties sur les nœuds électriques par Swissgrid et les GRD du RT. La valeur à régionaliser correspond, pour chaque paramètre et scénario, à la différence entre la valeur cible dans le SC CH et le total des installations actuelles plus les installations qui seront certainement réalisées du point de vue actuel.

Les GRD du RT se coordonnent entre eux ainsi qu'avec les GRD en aval pour le recensement des installations existantes, l'identification des installations prévues et, dans le cadre de la régionalisation, des besoins de développement restants pour lesquels il n'existe pas encore de projets concrets.

Pour chaque nœud électrique du NR1, les GRD du RT transmettent à Swissgrid les données relatives aux installations actuelles par type et les données relatives aux installations prévues pour les années cibles 2030/40¹⁹. Les GRD du RT utilisent également les données transmises à Swissgrid pour sa propre planification du réseau des NR2-3. Il est essentiel que les NR1-3 soient planifiés sur la base des mêmes hypothèses.

¹⁹ Le nombre d'installations pour les années cibles est obtenu en ajoutant au nombre actuel d'installations les projets prévus et les quantités régionalisées et en soustrayant les fermetures d'installations.

De manière générale, il convient de noter que Swissgrid et les GRD du RT émettent, dans le cadre de la régionalisation, des hypothèses concernant les sites où seront probablement construites les centrales électriques supplémentaires prévues par le SC CH. Pour chaque type de centrale, il existe une méthodologie spécifique pour la régionalisation qui s'inspire des propositions du guide de l'OFEN (cf. figure 10). Les hypothèses concernant les grandes centrales électriques, qui doivent être régionalisées selon le principe A, sont particulièrement pertinentes. La situation initiale est la suivante:

Le SC CH prévoit le développement de grandes centrales hydrauliques dans les trois scénarios ainsi que la construction de grosses turbines à gaz dans le scénario 3 avec raccordement au RT, sans mentionner de sites concrets ni la puissance des centrales électriques.

- **Centrales à accumulation (+750 MW):** selon le SC CH, 750 MW devraient être installés dans de nouvelles centrales à accumulation. Dans l'analyse du potentiel hydroélectrique, les projets de stockage d'eau sont répertoriés avec une probabilité de mise en œuvre et sans puissance électrique. La conseillère fédérale Simonetta Sommaruga a convoqué le 18 août 2020 la «Table ronde sur l'énergie hydraulique», qui a signé le 13 décembre 2021 une déclaration dans laquelle sont mentionnés 15 projets hydroélectriques dans cinq cantons qui doivent être mis en œuvre en priorité afin de réaliser une production d'électricité supplémentaire de 2 TWh d'ici 2040 (lien: communiqué de presse)²⁰. Remarque: l'énergie supplémentaire est obtenue en affectant le drainage d'autres régions à la production d'électricité. La construction de nouvelles centrales n'y est que partiellement liée, des installations existantes sont en partie utilisées pour la production d'électricité, le volume de stockage est augmenté en partie par des rehaussements de barrages – les données relatives à une éventuelle augmentation de la puissance sont collectées par les gestionnaires de réseau pour chaque point de raccordement dans le cadre de l'étude de projet.

- **Centrales de pompage-turbinage (+3000 MW):** ici, l'accent est mis sur cinq projets. Nant de Drance et Ritom II sont en cours de mise en service. Les dates de mise en œuvre de Grimsel 1E, Grimsel 3 et Lago Bianco ne sont pas encore définitivement fixées.

- **Centrales à gaz (+2500 MW):** la puissance des centrales à gaz pourrait se situer entre 250 et 500 MW par installation. Pour l'instant, aucun site spécifique n'a été défini.

Swissgrid suppose ce qui suit:

- La planification du réseau se base uniquement sur les centrales à gaz / à accumulation concrètes dont la mise en œuvre est considérée comme probable. Cela signifie que les puissances cibles pour ces deux technologies selon le SC CH ne seront pas atteintes. Le contexte veut que la régionalisation soit judicieuse pour les petites centrales (photovoltaïque, éolien, etc.), mais qu'elle comporte un risque d'investissements non amortissables pour les grandes centrales.

Swissgrid est en discussion avec des investisseurs potentiels pour savoir s'ils croient à la réalisation des projets de centrales en question et quelles augmentations de puissance sur quels nœuds électriques ils prévoient à cet égard.

Swissgrid coordonnera les hypothèses concernant les sites des centrales avec l'OFEN et l'ECom.

Les conséquences pour le développement du réseau sont les suivantes:

- **Raccordement de centrales électriques:** conformément au principe A, un projet de réseau nécessaire **uniquement** pour le raccordement au réseau d'une nouvelle centrale n'est intégré au réseau stratégique que lorsque la décision de construire la centrale a été prise.

- **Besoin de renforcement du réseau en amont:** celui-ci se base en général sur la somme de plusieurs pilotes (projets de centrales électriques, d'accumulateurs et/ou de consommateurs). Si des projets de centrales électriques définitivement décidés et approuvés nécessitent un développement du réseau en amont, celui-ci sera alors réalisé. L'augmentation de la puissance de transport est toutefois choisie au préalable de manière à permettre le raccordement ultérieur des projets connus éventuels, sans qu'il soit nécessaire d'étendre à nouveau le réseau. Ceci afin d'éviter des retards et des coûts supplémentaires.

Swissgrid collecte auprès des centrales électriques du RT, des CFF et des GRD du RT des données relatives à la construction/l'extension prévue et à la mise hors service d'installations de production et à la construction de grands consommateurs.

La figure 12 illustre les données que Swissgrid reçoit de ses partenaires et la modélisation du réseau utilisée par Swissgrid. Tout le NR1 (380 kV [en rouge], 220 kV [en vert], transformateurs 380/220 kV) est représenté. Les centrales électriques qui injectent directement au NR1 sont explicitement représentées. La figure montre également les couplages de réseau 50/16,7 Hz (convertisseurs de fréquence et installations de convertisseurs de fréquence statiques), par lesquels les CFF échangent de l'énergie avec le RT. Les NR2–7 ne sont pas présentés en détail. Ils sont décrits ci-après, modélisés par des éléments de remplacement par nœud électrique. L'ensemble des centrales électriques qui injectent dans un nœud de réseau est remplacé par une centrale électrique virtuelle par type de centrale électrique (remarque: la figure ne montre pas tous les types de centrales imaginables), la charge par une courbe de charge cumulée et la flexibilité par un potentiel.

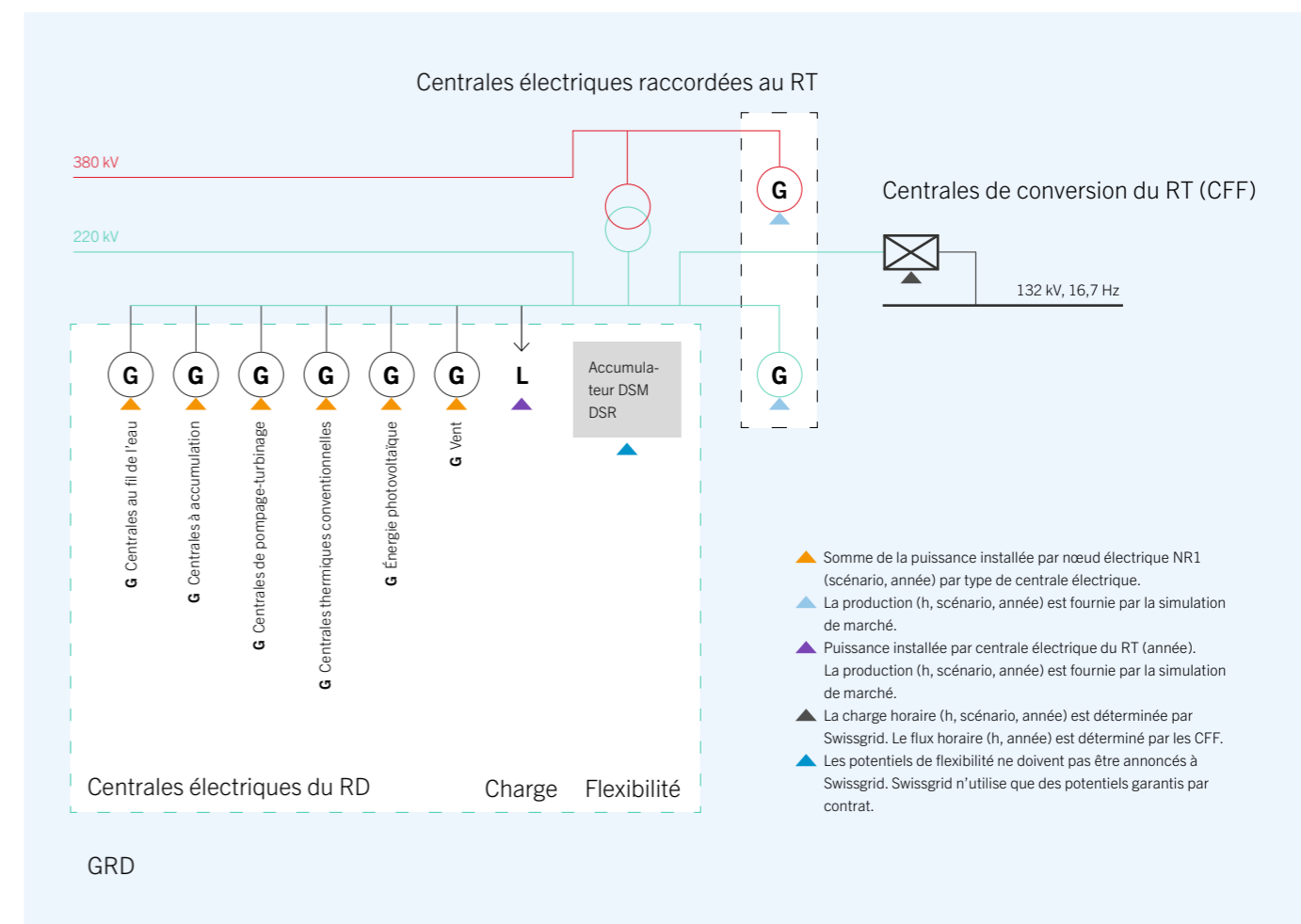


Figure 12 – Visualisation des données collectées pour chaque nœud électrique

20 Communiqué de presse: <https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/detec/medias/communiqués-de-presse.msg-id-86432.html>

Les centrales électriques situées sur le RT transmettent directement à Swissgrid leurs données relatives aux modifications prévues de la puissance installée.

Les CFF communiquent à Swissgrid les adaptations prévues de la puissance de transformation dans les centrales de conversion ainsi qu'un profil d'échange pour les années cibles.

Les GRD du RT transmettent à Swissgrid des données sur la puissance installée par type de centrale, agrégées sur les nœuds électriques du NR1. Ceci aussi bien pour les installations actuelles que pour les années cibles 2030/40.

Les GRD du RT fournissent également des informations sur les grands projets prévus (p. ex. gros consommateurs, centres de calcul) dans leur zone de compétence et sur le potentiel de puissance réactive qu'ils peuvent mettre à disposition par nœud électrique ou par région de desserte.

La planification du réseau ne tient compte que de la flexibilité qui peut être activée par Swissgrid elle-même, à tout moment (p. ex. contrats de redispatch, marché intégré, réduction temporaire de la charge, installations de télécommande centralisée). La planification du réseau ne tient pas compte du potentiel de flexibilité éventuellement activable à l'avenir par les consommateurs/centrales/accumulateurs du réseau de distribution. En revanche, la planification du réseau indique quelles flexibilités (producteurs réglables, accumulateurs et consommateurs) seraient nécessaires pour éviter, le cas échéant, des projets de lignes.

Swissgrid détermine la charge par nœud électrique du NR1 par scénario en transformant la consommation totale de la Suisse par scénario à l'année cible en une courbe de charge annuelle horaire à l'aide d'un profil de charge standard ENTSO-E²¹. Celle-ci est ensuite répartie entre les nœuds électriques du NR1²², en utilisant comme base la répartition actuelle de la consommation (prise en compte des priorités de consommation actuelles). Les variations de consommation dus à des grands projets connus peuvent être directement attribuées à des nœuds électriques. L'augmentation de la consommation restante entre aujourd'hui et l'année cible est répartie entre les nœuds électriques proportionnellement à l'évolution de la population locale. Remarque: à long terme, il serait envisageable d'appliquer des profils de charge spécifiques aux groupes de clients. Actuellement, il n'existe cependant pas de données suffisamment fiables à ce sujet.

6.3 Régionalisation à l'étranger

Dans le cadre du processus TYNDP, ENTSO-E a mis à la disposition de ses membres des modèles de réseau contenant des données déjà régionalisées que Swissgrid utilise pour sa planification de réseau.

²¹ Le profil de charge ENTSO-E est généré par zone de dépôt des offres en prenant le nombre de pompes à chaleur, de véhicules d'e-mobilité, de centres de calcul, etc. du SC CH et en l'introduisant dans l'outil ENTSO-E.

²² Chaque commune a été attribuée proportionnellement aux nœuds électriques du NR1 par les GRD au RT.

7 Détermination du réseau initial

7 Détermination du réseau initial



Outre les données d'entrée externes issues des scénarios et de la régionalisation, Swissgrid a également besoin d'un modèle de réseau, appelé réseau initial, comme situation de départ pour le processus de planification du réseau. Le Réseau stratégique 2040 comprend, en tant que résultat de la planification du réseau, tous les projets de réseau qui doivent être ajoutés au réseau initial afin de pouvoir garantir une exploitation sûre du réseau en 2040 également.

Le réseau initial comprend les éléments de réseau suisses suivants:

- Eléments de réseau actuellement en service et dont la mise hors service n'est pas prévue d'ici 2030
- Eléments de réseau qui seront mis en service avant 2030 (en cours de construction ou pour lesquels un permis de construire a été délivré)

La décision d'inclure dans le réseau initial les projets de réseau qui n'ont pas encore été mis en service se base sur la planification technique pluriannuelle de Swissgrid.

Les projets de réseau du Réseau stratégique 2025 qui ne font pas partie du réseau initial ne seront poursuivis que si leur nécessité est confirmée dans le projet Réseau stratégique 2040.

Pour l'Europe continentale, Swissgrid utilise un modèle de réseau ENTSO-E. Le modèle de réseau actuel est complété par d'autres projets de réseau afin de représenter l'état probable en 2030/40. Le TYNDP dresse la liste de tous les projets de réseau, avec pour chacun d'entre eux l'année de mise en service visée et l'état actuel du projet. Sur cette base, Swissgrid décide si le projet doit être pris en compte dans le modèle de réseau pour 2030 ou 2040. La matrice de décision peut être consultée dans le tableau suivant.

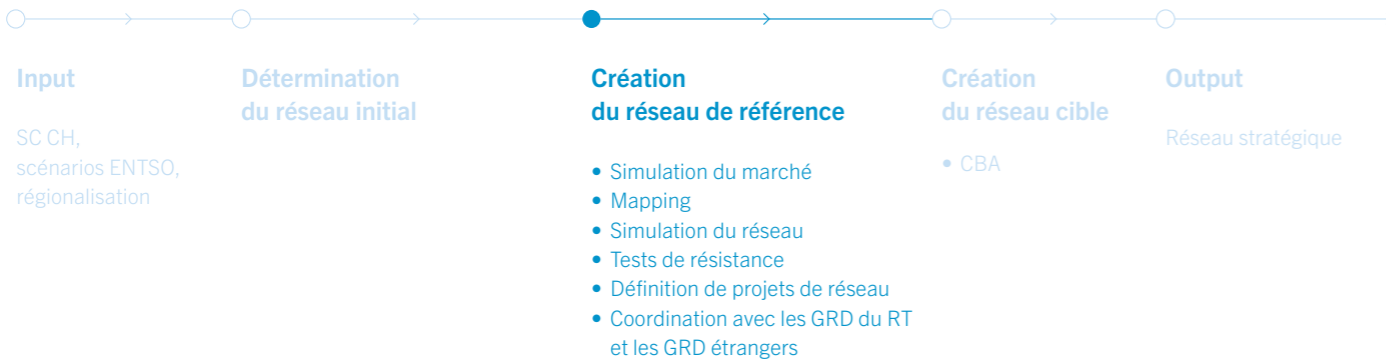
Prise en compte des projets TYNDP

Année de mise en service

Statut du projet	Scénarios 2030		Scénarios 2040	
	≤ 2030	2030–2040	≤ 2030	2030–2040
Under Consideration	Non	Non	Oui	Non
Planned But Not Yet in Permitting	Non	Non	Oui	Oui
In Permitting	Oui	Non	Oui	Oui
Under Construction	Oui	Non	Oui	Oui

8 Formation du réseau de référence

8 Formation du réseau de référence



Ce chapitre explique comment Swissgrid passe du réseau initial au réseau de référence. Pour ce faire, des projets de réseau sont ajoutés au réseau initial jusqu'à ce qu'il n'y ait pratiquement plus de congestion du réseau lors des simulations de réseau avec les scénarios du SC CH et que le réseau de référence passe également les tests de résistance (p. ex. défaillances multiples, courts-circuits, calculs dynamiques, analyse de tension, etc.).

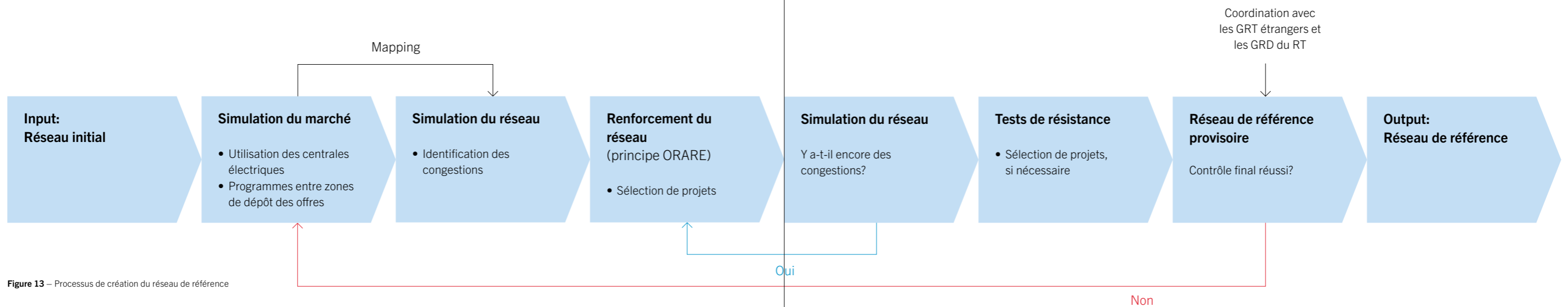


Figure 13 – Processus de création du réseau de référence

8.1 Description du processus de création du réseau de référence

L'ensemble du processus est représenté de manière simplifiée dans la figure 13 et décrit dans le texte suivant.

Grandeurs d'entrée: le réseau initial selon le chapitre 7 et les données issues du SC CH, des scénarios ENTSO et du processus de régionalisation selon le chapitre 6 constituent le point de départ pour la création du réseau de référence 2030/40.

Simulation de marché avec le FBMC: la simulation de marché connaît, sur la base des scénarios par zone de dépôt des offres, la consommation horaire, la puissance de centrale disponible par type de centrale, la capacité limite actuelle entre les zones de dépôt des offres ainsi que les données climatiques horaires, servant de base pour la production dépendant de l'offre (p. ex. photovoltaïque, éolienne). Des simulations de marché sont effectuées pour les différents scénarios du SC CH. Le résultat de la simulation de marché correspond à l'utilisation horaire des centrales électriques par zone de dépôt des offres et aux échanges transfrontaliers d'électricité qui en résultent. La fonction cible est la couverture de la charge dans chaque zone de dépôt des offres, au coût de production minimal, en tenant compte de la capacité frontalière maximale entre les zones de dépôt des offres.

Par le passé, les valeurs NTC fixes convenues bilatéralement servaient de capacité frontalière. Désormais, c'est ce qu'on appelle l'algorithme FBMC qui est utilisé pour déterminer la capacité frontalière.

Dans ce cas, la règle des 70% de minRAM est appliquée pour les éléments critiques de réseau (CNEC). 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 (Critical Network Element and Contingency) doit être mise à disposition du commerce transfrontalier. Pour y parvenir, les gestionnaires de réseau de transport doivent recourir au redispatch, ce qui peut entraîner des coûts élevés. L'objectif de l'UE est d'inciter les gestionnaires de réseau de transport à augmenter les capacités frontalières entre les zones de dépôt des offres afin d'éviter les coûts de redispatch. Cela permet de jeter les bases d'un virage énergétique réussi.

Pour que les contrats à long terme qui subsistent aux frontières suisses soient pris en compte, les capacités frontalières seront ajustées en conséquence.

Mapping: les résultats par zone de dépôt des offres de la simulation de marché sont répartis entre les nœuds du modèle de réseau européen à l'aide de ce que l'on appelle le mapping. La production horaire²³ et la consommation par nœud électrique sont ainsi connues en tant que grandeurs d'entrée pour la simulation du réseau.

Simulation du réseau: pour chaque scénario, des simulations de réseau sont calculées à l'aide du modèle de réseau européen et les éventuelles congestions (violations $n-1$)²⁴ sont identifiées. Cela permet d'établir la charge des éléments de réseau par scénario et de mettre en évidence les endroits où il est encore nécessaire de développer le réseau.

Renforcement du réseau selon le principe ORARE: le principe ORARE est toujours appliqué lors du renforcement du réseau. 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 (p. ex. mesures topologiques, redispatch ou utilisation de la flexibilité) ne suffit pas à maîtriser une congestion identifiée, on procède d'abord à l'optimisation du réseau et, si cela ne permet pas d'atteindre l'objectif, on cherche à le renforcer (p. ex. conducteurs plus performants, tension plus élevée) et, en dernier recours, à le développer (nouveau tracé). La figure 14 montre comment le réseau de référence 2030/40 est progressivement constitué à partir du réseau initial.

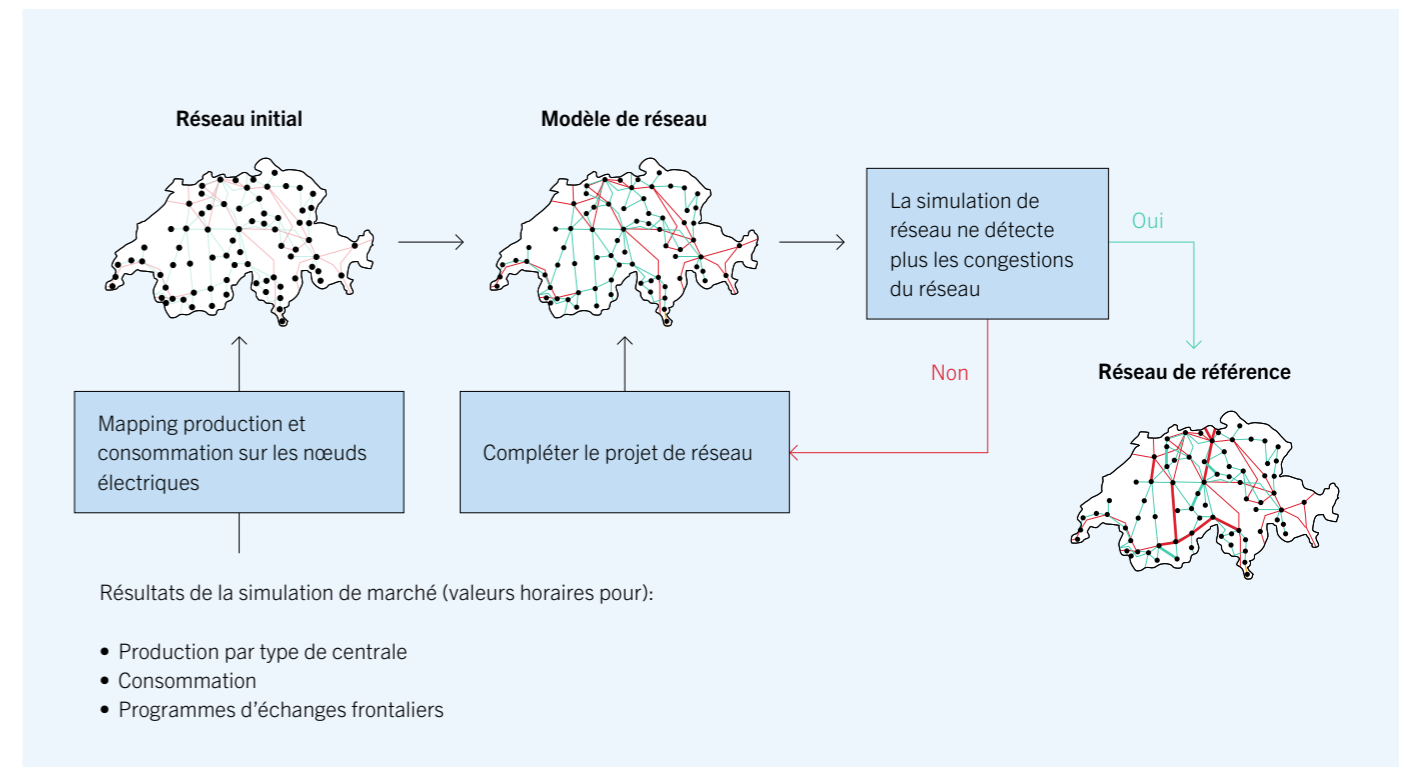


Figure 14 – Création du réseau de référence (remarque: détermination effectuée avec le modèle de réseau européen)

Nouvelle simulation du réseau pour déterminer s'il existe encore des congestions: la simulation du réseau est à nouveau effectuée pour les scénarios du SC CH avec le réseau renforcé. Si les congestions significatives n'ont pas toutes été éliminées, il faut prendre des mesures supplémentaires de renforcement du réseau (soit en lançant de nouveaux projets, soit en combinant les projets déjà créés d'une manière plus avantageuse).

Tests de résistance: le réseau initial, complété par des projets de réseau supplémentaires, est maintenant soumis à divers tests de résistance (p. ex. défaillances multiples, courts-circuits, fluctuations de fréquence/tension, etc.). Si les tests de résistance révèlent que le réseau a besoin d'être amélioré, cette étape sera complétée par d'autres projets de réseau qui rendront le réseau suffisamment robuste contre les situations extrêmes envisageables. On dispose ainsi d'un réseau de référence provisoire.

Coordination avec les GRT étrangers et le groupe de travail «Coordination régionale de la planification du réseau» (GT CRDR): les projets de réseau supplémentaires qui sont pertinents pour d'autres gestionnaires de réseau sont présentés à ces derniers. Pour ce faire, des échanges bilatéraux ont lieu avec les GRT voisins et, en Suisse, une coordination a lieu au sein du GT CRPR (GRD, EC et CFF). L'objectif est d'éviter les influences négatives sur les réseaux voisins, les doubles investissements dus à des projets d'infrastructure parallèles et les zones d'ombre.

Contrôle final du réseau de référence provisoire: les nouveaux projets de réseau modifient les facteurs de sensibilité (matrice PTFD) et les flux sur les CNEC (RAM). Par conséquent, il est nécessaire d'effectuer à nouveau la simulation de marché et du réseau à des fins de contrôle. En théorie, cela permettrait d'identifier à nouveau les congestions, qui pourraient à leur tour être résolues à l'aide d'un renforcement du réseau selon le principe ORARE.

Output réseau de référence: le réseau de référence est disponible.

23 Le mapping fournit pour chaque nœud électrique le pourcentage d'utilisation de la capacité de la centrale électrique qui y est installée par type de centrale électrique et donc, en somme, l'injection locale.

24 Les futures violations de tension sont déterminées à l'aide du réseau de référence provisoire dans le cadre de tests de résistance.

9 Définition du réseau cible à l'aide de l'analyse coûts/bénéfices

9 Définition du réseau cible à l'aide de l'analyse coûts/bénéfices



Ce chapitre décrit comment les projets supplémentaires du réseau de référence sont évalués au moyen d'une analyse coûts/bénéfices (Cost Benefit Analysis, CBA) et comment on détermine quels sont les projets du réseau de référence qui seront effectivement inclus dans le réseau cible, appelé réseau stratégique.

La CBA fournit l'évaluation de chaque mesure d'extension du réseau d'un point de vue économique, environnemental et technique et sert ainsi de preuve de besoin.

Le document «CBA 3» élaboré par ENTSO-E dans sa version du 28 janvier 2020 constitue la base de la CBA. Par rapport aux versions précédentes, la CBA présente 3 nouvelles catégories de bénéfices (p. ex. B4, B8, etc.) pour lesquelles il n'existe pas encore d'expérience pratique. Toutes les autres catégories de bénéfices faisaient déjà partie des versions précédentes de la CBA et ont déjà été prises en compte dans le projet Réseau stratégique 2025.

La CBA n'est réalisée que pour le scénario directeur du SC CH et la preuve du besoin est ainsi apportée par projet. Si cela est pertinent, il est possible d'utiliser jusqu'à trois années climatiques différentes afin de mettre en évidence les effets des différentes évolutions climatiques sur les catégories de bénéfice. Le choix des années climatiques se base sur le TYNDP actuel. Actuellement, dans le TYNDP 2022, il s'agit des années climatiques 1995 (facteur de pondération: 0,233), 2008 (0,367) et 2009 (0,4). Comme tous les scénarios sont pris en compte dans la constitution du réseau de référence, le réseau est planifié en fonction des besoins techniques.

Pour chaque projet de réseau supplémentaire X²⁵, la CBA est réalisée comme suit: les coûts et les bénéfices sont d'abord déterminés pour le réseau de référence. Ensuite, les coûts et les bénéfices sont déterminés pour le réseau de référence sans le projet X. Les coûts et les bénéfices sont ensuite comparés avec ceux du projet X. En comparant les résultats une fois pour le réseau de référence avec le projet X et une fois pour le réseau de référence sans le projet X, les bénéfices du projet X apparaissent clairement. Sur cette base, il est décidé si les bénéfices sont suffisamment pertinents pour que le projet X soit inclus dans le réseau cible (réseau stratégique). Cette méthode d'analyse coûts/bénéfices s'appelle aussi TOOT – «Take Out One at the Time». La figure 15 permet de visualiser la méthodologie.

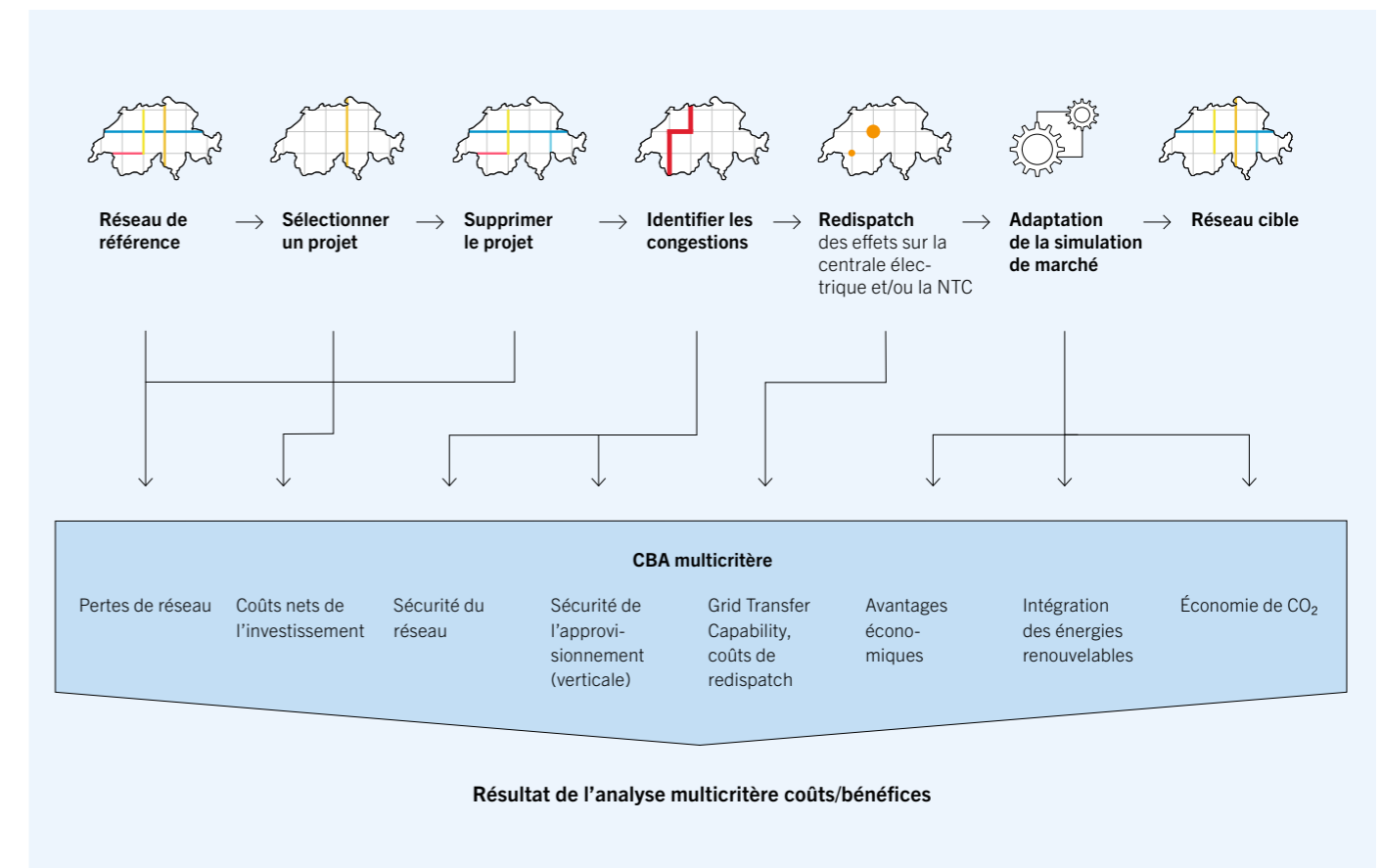


Figure 15 – Utilisation de l'analyse coûts/bénéfices pour déterminer le réseau cible

²⁵ Pour les petits projets de réseau, dont le coût est inférieur à CHF 1,0 million, il n'y a pas de CBA.

Seuls les projets de réseau dont les avantages dépassent les coûts sont inclus dans le réseau stratégique.

Pour déterminer les avantages monétaires actuels des projets, on utilise la méthode de la valeur actuelle nette (VAN). Tous les coûts et bénéfices monétarisés exprimés en [CHF/a] et directement liés au projet X sont utilisés; en revanche, les catégories de bénéfice exprimées en unités physiques (p. ex. [t/a]) ou qualitatives (p. ex. 0 / + / ++) ne peuvent pas être intégrées dans le calcul de la VAN.

Si un projet de réseau présente une VAN négative, sa mise en œuvre n'est pas automatiquement exclue. Dans certains cas, les critères non monétaires peuvent faire pencher la balance, par exemple lorsque la sécurité de l'approvisionnement / du réseau est augmentée de manière significative. Dans un tel cas, une justification compréhensible et spécifique au projet est effectuée sur la base des indicateurs qualitatifs.

Pour les projets de réseau qui pourraient être remplacés par la mise en valeur contractuelle des flexibilités existantes ou à construire des centrales, des consommateurs et/ou des accumulateurs, on montre quelles quantités de redispatch seraient nécessaires chaque année et quels seraient leurs coûts estimés (bénéfice B10).

La figure 16 est basée sur la CBA 3 d'ENTSO-E et donne un aperçu des différentes catégories de bénéfices (Bi), de coûts (Ci), de bénéfices résiduels (Si) et de bénéfices supplémentaires (Zi) qui sont évalués. Il est également possible de voir quelles catégories présentes dans la CBA 3 sont également utilisées en Suisse d'un point de vue méthodologique et celles qui ne le sont pas. Il existe également des catégories de bénéfices supplémentaires qui n'existent qu'en Suisse. Elle permet également de visualiser quelles catégories de bénéfices sont monétisées.

Catégories de bénéfices	Catégories de coûts	Autres effets	Catégories de bénéfices et effets spécifiques à la Suisse
B1: Bien-être socio-économique	C1: CAPEX C1: OPEX	S1: Environnement S2: Société S3: Autres	Z1: Sécurité du réseau (horizontale) Z2: Sécurité d'approvisionnement (verticale) Z3: Résilience du projet Z4: Impact environnemental Z5: Revenus nets ITC
• Économies de combustible grâce à l'intégration des RES • Coûts d'émissions de CO ₂ évités			
B2: Variation des émissions de CO ₂			
B3: Intégr. des énergies renouvelables			
B4: Variation des émissions autres que les émissions de CO ₂			
B5: Pertes de réseau			
B6: Adéquation			
B7: Flexibilité • Énergie d'ajustement • Capacités d'ajustement			
B8: Stabilité • Stabilité en fréquence • Démarrage autonome • Tension/Puissance réactive			
B9: Éviter la rénovation / le remplacement des infrastructures			
B10: Redispatch			

Figure 16 – Catégories de coûts et de bénéfices de la CBA

Les coûts d'un projet de réseau suisse sont générés en Suisse (exception: ligne transfrontalière avec répartition des coûts), les bénéfices générés par un projet de réseau suisse peuvent être effectifs en Suisse mais aussi à l'étranger. Dans le cadre de la CBA, Swissgrid ne prend en compte que les coûts et les bénéfices qui sont générés en Suisse. Les catégories de coûts et de bénéfices sont définies comme suit:

B1 Bien-être socio-économique	L'augmentation du bien-être socio-économique ou Socio-Economic Welfare (SEW) résultant du projet correspond à la différence entre les sommes des bénéfices des consommateurs, des producteurs et des propriétaires de réseau de transport générés avec et sans le projet, en [CHF/an].
B3 Intégration des énergies renouvelables	Ce bénéfice se compose de deux éléments: <ul style="list-style-type: none"> • La partie puissance [MW/a] correspond à la nouvelle puissance de centrales PV/éoliennes pouvant être intégrée au réseau grâce au projet • La partie énergie [MWh/a] correspond au réglage évité des centrales PV et éoliennes (p. ex. lissage des pics)
B5 Pertes de réseau	Ce bénéfice détermine la modification des pertes de réseau [MWh/a] engendrée par le projet et la quantifie en [CHF/a].
B10 Redispatch	Ce bénéfice indique la quantité d'énergie de redispatch [MWh/a] et de coûts de redispatch [CHF/a] qui peuvent être évités grâce au projet.
C1 CAPEX	Il s'agit des coûts d'investissement cumulés du projet [CHF].
C2 OPEX	Il s'agit des coûts d'exploitation annuels en [CHF/an].
Z1 Sécurité du réseau (horizontale)	Ce bénéfice décrit qualitativement dans quelle mesure le projet augmente la sécurité d'exploitation du réseau de transport en réduisant le nombre ou l'ampleur des violations n-1/n-k ou des violations de tension et en réduisant ainsi le risque de pannes de réseau ou de cascades.
Z2 Sécurité d'approvisionnement (verticale)	Ce bénéfice décrit qualitativement dans quelle mesure le projet augmente la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finaux, par exemple en augmentant le nombre de raccordements du réseau de distribution au réseau de transport ou en renforçant les lignes en dérivation du réseau de transport par une ligne parallèle.

Z3 Résilience du projet	Le bénéfice d'un projet est d'autant plus grand que le nombre de scénarios démontrant sa nécessité est élevé.
Z4 Impacts environnementaux	Les bénéfices S1 et S2 de la CBA 3 d'ENTSO-E ne sont pas applicables à la Suisse. Le bénéfice Z4 évalue qualitativement dans quelle mesure le projet respecte les exigences environnementales suisses. Il existe quatre évaluations possibles: <ul style="list-style-type: none"> • Positive: on peut s'attendre à des effets positifs sur l'environnement, car, par exemple, en cas de déplacement du tracé, le nouveau tracé est plus éloigné d'une localité ou ne touche plus une zone naturelle/paysagère protégée. • Neutre: le projet consiste soit principalement en des optimisations du réseau, soit en des renforcements du réseau qui n'entraînent pas de modification importante du tracé ou de changement visible de l'aspect du pylône. • Plutôt négative: l'impact environnemental du projet est acceptable, par exemple parce que le tracé n'est modifié que sur de courtes distances ou que l'aspect du pylône n'est modifié que par une élévation modérée. • Négative: le projet consiste essentiellement en un développement du réseau sur un nouveau tracé.
Z5 Revenus nets ITC	Ce bénéfice comprend l'augmentation des revenus nets ITC pour la Suisse générés par le projet en [CHF/a].

Pour chaque projet, une fiche de projet est établie avec la même structure. Celle-ci comprend les coûts, les bénéfices par catégorie, une proposition de mise en œuvre ainsi qu'une déclaration de priorité et d'urgence.

Le processus de planification du réseau se termine par la présentation du réseau stratégique à l'EICOM pour examen et sa publication après approbation.

10 Annexe – Glossaire et abréviations

10.1 Glossaire

Les termes et abréviations suivants sont importants pour la compréhension du document.

Année cible	L'année cible est l'année à laquelle le prochain réseau stratégique est déterminé.
CNEC	Critical Network Element and Contingency. Éléments de réseau ayant un effet limitant sur la capacité frontalière entre les zones de dépôt des offres.
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.
ERAA	European Resource Adequacy Assessment. Analyse annuelle complète d'adéquation d'ENTSO-E, prescrite par le Clean Energy Package (CEP) comme instrument d'évaluation de la nécessité des mécanismes de capacité.
Liste des GO	Liste des garanties d'origine. Une liste de toutes les centrales électriques suisses existantes
Nœuds électriques	Un nœud électrique du RT est une sous-station dans laquelle des centrales électriques et/ou des réseaux de distribution sont raccordés au RT.
Principe ORARE	Le principe ORARE signifie «optimisation du réseau avant renforcement du réseau avant extension 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. La capacité relative d'un CNEC disponible pour le marché
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.
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.
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 2030.

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.
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement: Avec le «Synchronous Area Framework Agreement», les gestionnaires de réseau de transport d'Europe continentale, dont Swissgrid, se sont contractuellement engagés en 2019 à mettre en œuvre les codes de réseau nécessaires à la sécurité opérationnelle du réseau ainsi que les dispositions d'exécution définies en commun.
Scénario-cadre	Il existe un scénario-cadre national (SC CH) et un scénario-cadre européen (scénarios ENTSO). Le scénario-cadre est établi pour l'année cible (2040) et l'année de référence (2030).
Scénarios ENTSO	Tous les deux ans, ENTSO-E et ENTSO-G élaborent conjointement un scénario-cadre pour l'électricité et le gaz pour l'Europe.
SEW	Socio-Economic Welfare, bien-être socio-économique. Le SEW du projet X est la différence entre les sommes des bénéfices des consommateurs, des producteurs et des propriétaires de réseau de transport, 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 permet d'évaluer les projets pays par pays et est utilisée par Swissgrid.
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.
Simulation du réseau	La charge et la production issues de la simulation de 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.

TOOT

«Take out one at the time» est une méthode utilisée par Swissgrid et ENTSO-E pour déterminer la valeur ajoutée de chaque projet X supplémentaire du réseau de référence. Afin de pouvoir déterminer les coûts et les bénéfices de la CBA, l'analyse est d'abord effectuée pour le réseau de référence complet. Ensuite, on laisse tomber le projet X et on refait l'analyse. En déterminant et en comparant les coûts et les bénéfices pour les deux cas, il est possible de déterminer les coûts et les bénéfices du projet X. Cette opération est réalisée de la même manière pour chaque projet et permet de mettre en évidence les coûts et les bénéfices de chacun d'entre eux. Sur cette base, Swissgrid décide quels projets supplémentaires du réseau de référence feront partie du réseau cible. Les méthodes d'analyse utilisées sont la simulation de marché et la simulation du réseau.

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.

10.2 Abréviations

CBA	Cost Benefit Analysis, analyse coûts/bénéfices
CCHT	Transmission de courant continu à haute tension
COT	Conférence pour l'organisation du territoire
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
EC	Exploitant de centrale
EiCom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
ENTSO-G	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FACTS	Flexible AC Transmission System (système de transmission CA flexible)
FBMC	Flow Based Market Coupling (couplage des marchés basé sur les flux)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GT CRPR	Groupe de travail «Coordination régionale de la planification du réseau»
ITC	Inter TSO Compensation
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
Matrice PTFD	Power Transfer Distribution Function Matrix
MW	Mégawatt

NR	Niveau de réseau
NTC	Net Transfer Capacity
OApEI	Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité
OFEN	Office fédéral de l’énergie
OFROU	Office fédéral des routes
OFT	Office fédéral des transports
PE	Perspectives énergétiques
PRT	Propriétaire de réseau de transport
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d’électricité
PST	Phase Shift Transformer (Transformateur déphaseur)
PV	Photovoltaïque
RT	Réseau de transport
SC CH	Scénario-cadre suisse
TYNDP	Ten Year Network Development Plan

