



14 juin 2013

Stratégie Réseaux électriques; concept détaillé dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050



Résumé

Le présent document relatif à la stratégie Réseaux électriques décrit la future conception des conditions-cadres et des processus nécessaires dans l'optique d'un développement du réseau en temps opportun et en réponse aux besoins. Il est important de souligner que la mise en œuvre de la stratégie ne prévoit pas de transfert de compétences en matière de planification de réseaux, mais une planification efficiente selon des exigences clairement définies.

En leur qualité de chaînon entre production et consommation, les réseaux électriques sont un élément essentiel de la concrétisation de la Stratégie énergétique 2050. Les réseaux électriques de transport et de distribution font face à des défis importants. L'intégration des énergies renouvelables décentralisées nécessite en particulier la transformation et le développement des réseaux de distribution. A ce jour, il n'existe aucune directive fédérale contraignante concernant le développement des réseaux. L'extension nécessaire des réseaux électriques avance lentement, notamment sur le plan du réseau de transport. Cette situation est en partie imputable au manque d'acceptation des projets d'infrastructure de réseau de même qu'à des conditions-cadres peu claires ou controversées. Dans ce contexte, il est urgent de définir un cadre clair en matière de politique énergétique pour la transformation et le développement des réseaux électriques. La mise en œuvre de la présente stratégie vise à le créer.

La stratégie Réseaux électriques permet une identification des besoins en tenant compte d'un scénario-cadre en matière d'économie énergétique ancré au niveau politique. La Confédération y définit des conditions-cadres appropriées en y associant les acteurs directement impliqués. Une part essentielle de la stratégie Réseaux électriques porte sur les lignes directrices dont il faut tenir compte pour le développement du réseau électrique suisse. Celles-ci donnent des directives de base sur les fonctionnalités indispensables des réseaux électriques et garantit un développement de l'infrastructure qui répond aux besoins. Les lignes directrices de la présente stratégie concernent notamment l'approvisionnement du pays et le raccordement des producteurs d'électricité, le raccordement au réseau d'interconnexion européen, la coordination territoriale supra-locale, l'importance nationale des réseaux électriques, la pesée des intérêts pour les projets liés au réseau de transport, l'imputation des autres coûts lors de projets de réseaux, la prise en compte des nouvelles technologies (*réseaux intelligents dit « smart grids »*) ainsi que la participation, l'information et la communication. L'application des lignes directrices présente en partie des disparités entre les différents niveaux de réseau.

Dans la stratégie Réseaux électriques, le futur processus de développement de réseaux se divise en différents processus partiels tout en tenant compte des acteurs concernés. Il s'agit principalement de l'établissement du scénario-cadre d'économie énergétique, de l'identification des besoins dans les plans pluriannuels (niveaux de réseau 1 à 3) et de la coordination territoriale. Le scénario-cadre d'économie énergétique met à la disposition des gestionnaires de réseau une base de planification ayant une assise politique. Lors de l'identification des besoins dans le cadre de la planification pluriannuelle, les gestionnaires tiennent aussi compte des lignes directrices pour l'extension et la transformation des réseaux électriques. Un examen préalable des besoins par la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) vise à renforcer la sécurité de l'investissement pour les gestionnaires de réseau. La coordination territoriale doit avoir une orientation plus stratégique. Le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) doit devenir un plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE), qui se focalise d'abord sur les réseaux électriques avant de s'appliquer à toutes les énergies de réseau (y c. gaz et pétrole).

La présente stratégie vise à accélérer durablement le développement de réseaux répondant aux besoins, grâce à une sécurité de planification accrue (directives de base découlant des lignes directrices), des conditions-cadres plus claires (scénario-cadre d'économie énergétique), une plus grande acceptation (identification transparente des besoins en tenant compte de tous les acteurs impliqués et de la population), une sécurité d'investissement accrue (confirmation préalable des besoins), une coordination territoriale optimisée avec une participation des cantons en temps opportun et une optimisation des procédures d'autorisation.



Table des matières

1	Introduction.....	5
1.1	Objectif de la stratégie Réseaux électriques.....	5
1.2	Défis dans le domaine des réseaux électriques.....	5
1.3	Conflits d'intérêts dans la planification des réseaux électriques.....	7
2	Nécessité d'une stratégie Réseaux électriques.....	8
2.1	Nécessité d'agir dans le domaine de l'extension et du développement des réseaux électriques.....	8
2.2	Objectifs de la stratégie Réseaux électriques.....	9
3	Bases légales existantes dans le domaine des réseaux électriques 50 Hz.....	10
3.1	Généralités.....	10
3.2	Constitution.....	10
3.3	Loi.....	11
3.3.1	Loi sur l'énergie.....	11
3.3.2	Loi sur l'approvisionnement en électricité.....	11
3.3.3	Loi sur les installations électriques.....	11
3.3.4	Loi sur les chemins de fer.....	11
3.3.5	Loi sur l'aménagement du territoire.....	11
3.3.6	Loi sur la protection de l'environnement.....	11
3.3.7	Loi sur la protection de la nature et du paysage.....	12
3.3.8	Autres dispositions légales.....	12
3.4	Ordonnance.....	12
3.5	Evaluation des bases légales existantes.....	12
3.6	Compatibilité avec les bases juridiques de l'UE.....	13
4	Lignes directrices relatives à l'extension et à la transformation des réseaux 50 Hz.....	13
4.1	Approvisionnement intérieur.....	13
4.2	Raccordement international.....	14
4.3	Autoroutes de l'électricité (<i>supergrid</i>).....	15
4.4	Coordination des acteurs pour l'identification des besoins.....	16
4.5	Coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques et aménagement du territoire.....	16
4.6	Réseaux électriques d'importance nationale.....	17
4.7	Interprétation des intérêts pour les projets de réseaux de transport (niveau 1).....	18
4.8	Câblage du réseau à haute tension et en dessous.....	18



4.9	Mesures de compensation des lignes aériennes s'étendant à plusieurs niveaux de tension	19
4.10	Autres coûts imputables des projets de réseaux	20
4.11	Recherche appliquée, développement et démonstration dans le domaine des réseaux (y c. « <i>Smart Grid</i> »)	21
4.12	Participation, information et communication	23
4.13	Vue d'ensemble géographique du réseau électrique suisse	23
4.14	Optimiser le réseau avant de le renforcer ou de le développer	24
4.15	Principes techniques de planification des réseaux	25
5	Déroulement du futur processus de développement des réseaux.....	27
5.1	Sous-étape Bases légales	28
5.2	Sous-étape Dispositions d'exécution (scénario-cadre).....	28
5.3	Sous-étape Identification des besoins (plans pluriannuels).....	30
5.4	Sous-étape Coordination territoriale	32
5.5	Sous-étape Autorisation et exécution des projets.....	38
5.6	Sous-étape Contrôle de l'efficacité des coûts.....	38
5.7	Spécification des réseaux électriques d'importance nationale	38
5.8	Réseau électrique des chemins de fer.....	38
6	Optimisation des procédures d'autorisation des réseaux électriques.....	39
7	Conséquences sur le déroulement et la durée des procédures	42
8	Interdépendances économiques	44
9	Participation et communication	45
10	Nécessité d'adapter la législation pour concrétiser la stratégie Réseaux électriques	46
10.1	Loi sur l'aménagement du territoire.....	46
10.2	Loi sur les installations électriques.....	46
10.3	Loi sur l'approvisionnement en électricité	46
10.4	Loi sur la protection de la nature et du paysage	47
11	Effets sur le personnel et effets financiers	47



1 Introduction

Le présent document décrit la future conception des conditions-cadres, des processus et de la répartition des rôles dans l'optique d'un développement du réseau en temps opportun et en réponse aux besoins dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 (mesure «Stratégie Réseaux électriques»).

1.1 Objectif de la stratégie Réseaux électriques

La mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques doit contribuer à améliorer le cadre et, ainsi, les conditions relatives à la transformation et au développement nécessaires du réseau, avec pour objectif de proposer un réseau électrique répondant aux besoins dans les délais. Dans l'optique de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050, une importance cruciale revient à l'identification transparente des besoins, soit la détermination du besoin en infrastructures dans la planification du réseau. En lien avec le développement des réseaux électriques, il est indispensable de considérer le besoin de rénovation et la nécessité croissante de développement des réseaux pour garantir le transport national et international de la production des centrales existantes et nouvelles. Il faut de plus tenir compte de l'intégration de la production¹ décentralisée et irrégulière issue des énergies renouvelables, tout en garantissant la sécurité N-1² nécessaire des réseaux. Il s'agit notamment d'offrir aux gestionnaires de réseau un cadre ayant une assise politique pour qu'ils puissent assumer au mieux leur responsabilité d'entreprise pour le développement des réseaux. A cette fin, il convient d'adopter des lignes directrices qui précisent les directives de base relatives à la transformation et au développement des réseaux électriques.

A l'avenir aussi, il sera nécessaire de maintenir la répartition des tâches entre l'Etat et l'économie (c.-à-d. la subsidiarité) dans l'approvisionnement énergétique. Par conséquent, l'Etat veille à des conditions-cadres appropriées tandis que la responsabilité en matière de planification, d'investissement et de gestion de l'infrastructure des réseaux incombe aux entreprises de la branche de l'énergie. Dans les nouveaux processus régissant le développement des réseaux, la Confédération adopte si nécessaire un rôle de soutien dans la coordination des différents acteurs à l'échelon adéquat (en particulier en lien avec les interfaces entre la Confédération et les cantons). En d'autres termes, elle soutient les acteurs impliqués dans les limites de ses compétences et contribue ainsi à ce que ceux-ci assument au mieux leur responsabilité compte tenu des conditions-cadres fixées. En conséquence, la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques ne prévoit aucun transfert des compétences de planification, mais une planification par les gestionnaires de réseau sur la base de conditions-cadres précises et de directives clairement définies.

1.2 Défis dans le domaine des réseaux électriques

En leur qualité de chaînon entre production et consommation, les réseaux électriques revêtent une importance capitale en vue d'assurer l'approvisionnement en électricité. Sans une exploitation stable des réseaux, le risque de coupures d'électricité augmente, avec de graves conséquences pour la population et l'économie. Les réseaux électriques sont un élément essentiel de la concrétisation de la Stratégie énergétique 2050. Les réseaux de distribution et de transport font face à des défis importants. Afin

¹ Production issue d'installations qui doivent produire selon l'offre d'énergie primaire (en fonction des conditions météorologiques), en particulier les installations éoliennes et photovoltaïques.

² L'exploitant des zones de réglage (en Suisse, la société nationale du réseau de transport) surveille la charge du réseau de transport au moyen du contrôle de sécurité N-1 (série de simulations, chaque simulation correspondant à la mise hors circuit d'un élément). Une charge N-1 de 100% est définie comme valeur limite, les valeurs supérieures sont classées comme «atteinte N-1». La société nationale du réseau de transport détermine automatiquement (toutes les cinq minutes) la charge N-1 du réseau suisse de transport à l'aide d'une simulation de défaillance de certains éléments du réseau.



d'intégrer un volume croissant issu de la production décentralisée et de la production d'énergies renouvelables dans le système d'approvisionnement énergétique et, parallèlement, de garantir que la sécurité de l'approvisionnement reste élevée, l'infrastructure des réseaux électriques doit être en mesure de répondre aux défis suivants:

1. Pour l'intégration d'électricité produite de manière irrégulière (en fonction des conditions météorologiques) à partir des énergies renouvelables, il est nécessaire d'augmenter la flexibilité du système d'approvisionnement en électricité dans son ensemble. En sus d'une infrastructure de réseau intelligente et dimensionnée de manière appropriée, une réduction ou coupure possible des énergies renouvelables à titre exceptionnel et des capacités de stockage centrales et décentralisées revêtent aussi une importance primordiale³.
2. Le réseau suisse de transport doit pouvoir garantir le transport de l'énergie injectée dans les centres de production suisses vers les centres de consommation de manière suffisante et sûre⁴. Par ailleurs, la Suisse doit être raccordée étroitement au système européen sur les plans de la technique du réseau et du marché afin de pouvoir compenser les fluctuations de l'injection provenant des énergies renouvelables par les importations et les exportations dans un vaste périmètre et exploiter la complémentarité du parc de centrales⁵.
3. Dans la structure de plus en plus décentralisée de l'approvisionnement en énergie, l'interaction entre le réseau de transport et les réseaux de distribution revêt une grande importance. Les interfaces, l'échange d'information et les responsabilités entre la société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution au niveau régional doivent être aménagés en conséquence. La coordination entre la société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution ne doit pas seulement porter sur la gestion, mais aussi sur la planification de réseaux.
4. Les réseaux de distribution doivent être dimensionnés de manière appropriée et se développer progressivement vers des *réseaux intelligents* (*Smart Grids*). Un recours accru aux techniques de mesure, d'information, de communication et de contrôle dans les réseaux de distribution – également pour les consommateurs finaux – est nécessaire pour intégrer de nombreuses injections décentralisées de manière efficace et sans incidence négative sur la sécurité de l'approvisionnement.
5. Le développement des réseaux électriques n'avance que lentement, en particulier sur le plan des réseaux de transport. Cette situation est notamment imputable au manque d'acceptation des projets d'infrastructure de réseau par la population, à des critères de décision controversés et à la problématique de l'opposition, appelée aussi syndrome «NIMBY» (*Not In My Back Yard*).

Les réseaux d'alimentation en courant de traction des Chemins de fer fédéraux suisses (CFF) posent en partie des défis spécifiques. Dans leur stratégie énergétique, les CFF ont décidé d'abandonner l'énergie nucléaire en 2019 ou 2025. La part d'énergie nucléaire doit être compensée par des mesures d'économie d'énergie ciblées, et les énergies renouvelables doivent couvrir l'extension de l'offre. Pour ces dernières, il s'agit principalement de projets éoliens avec une fréquence de 50 Hz. Les CFF rénovent et développe des centrales hydrauliques ainsi que , en fonction des possibilités et de la rentabilité, le pompage-turbinage et un raccordement au réseau 50 Hz. En conséquence, ils renforcent le couplage du réseau de courant de traction ferroviaire au réseau 50 Hz par le biais de convertisseurs de fréquence.⁶

³ Le besoin de stockage devrait augmenter à l'avenir pour tous les types de stockage (à court, moyen et long terme).

⁴ Dans ce domaine, il existe aujourd'hui des problèmes liés aux réseaux électriques 380 kV en anneau non bouclés (p. ex. Bassecourt-Mühleberg-Romanel et Bickigen-Chippis-Chamason) et aux possibilités de transport insuffisantes de la nouvelle puissance de centrale (p. ex. Valais, Oberland bernois).

⁵ Actuellement, les goulets d'étranglement à la frontière suisse sont aussi causés par des saturations physiques (transformateurs, lignes électriques) à l'intérieur de la Suisse.

⁶ En outre, huit projets de lignes de transport d'électricité en anneau sont prévus (dont deux sont en cours de réalisation). Ils



Les défis actuels dans le domaine des réseaux électriques sont prioritaires par rapport aux autres infrastructures de réseaux énergétiques. Les différents réseaux d’approvisionnement en énergie devront néanmoins être considérés de manière plus globale à moyen terme. Cela concerne en particulier l’interaction croissante des réseaux de gaz et électriques (convergence des réseaux)⁷.

1.3 Conflits d’intérêts dans la planification des réseaux électriques

Pour faire avancer efficacement la planification de l’infrastructure des réseaux, en particulier à l’aune des défis découlant de la Stratégie énergétique 2050, il est indispensable de définir au préalable les fonctionnalités nécessaires des réseaux. Les réseaux électriques assument les tâches fondamentales suivantes:

- maintien de la sécurité de l’approvisionnement actuel sous l’angle des réseaux et qualité de l’approvisionnement
- raccordement des consommateurs finaux (accès au réseau)
- garantie de la reprise et du transport de l’électricité injectée dans le réseau par le producteur et l’exploitant de stockage
- raccordement aux réseaux des pays voisins pour permettre l’importation, l’exportation et le transit de l’électricité.

L’accomplissement des tâches fondamentales précitées et les objectifs qui en découlent sont souvent antagonistes: ainsi, une stabilité ou une sécurité accrue du réseau peuvent impliquer des restrictions pour les acteurs du marché; des capacités importatrices et exportatrices supplémentaires pour le commerce et l’utilité qui en découle pour la sécurité de l’approvisionnement et l’économie entraînent des coûts plus élevés pour l’extension du réseau. Dans le cadre de la sécurité de l’approvisionnement, il est notamment indispensable de tenir compte de la question de la sécurité nucléaire. De même, les conséquences sur l’homme, le territoire et l’environnement doivent être prises en considération dans le cadre du développement de l’infrastructure des réseaux électriques. En vertu des interdépendances, il n’est pas possible d’atteindre tous les objectifs dans chaque domaine partiel. Il s’agit donc de pondérer les objectifs et d’obtenir le meilleur arrangement possible entre des objectifs partiellement divergents tout en tenant compte de l’intérêt général (pesée des intérêts).

établissent la redondance nécessaire à la sécurité et à la fiabilité de l’exploitation du courant de traction ferroviaire (notamment pour les NLFA), les projets de substitution servent au maintien de la qualité et à l’homogénéisation du niveau de tension à 132kV. Les projets figurent dans le réseau stratégique 2015 (approuvé par le Conseil fédéral).

⁷ Les défis actuels des autres infrastructures énergétiques, comme le réseau de gaz, sont considérés comme moins urgents que ceux auxquels font face les réseaux électriques et ne sont donc pour l’heure pas au cœur des réflexions. Les différents réseaux d’approvisionnement en énergie devront néanmoins être considérés de manière beaucoup plus globale à l’avenir. En cas de construction ou d’agrandissement de centrales à gaz à cycle combiné (CCC) et d’installations de couplage chaleur-force (CCF), les réseaux de gaz et électriques interagissent de plus en plus.



2 Nécessité d'une stratégie Réseaux électriques

2.1 Nécessité d'agir dans le domaine de l'extension et du développement des réseaux électriques

La stratégie du Conseil fédéral en matière d'infrastructures⁸ porte sur des objectifs de développement durable sur les plans économique, écologique et social. Pour ce faire, elle définit les cinq axes suivants:

- Axe 1: Garantir la capacité des réseaux d'infrastructure nationaux⁹
- Axe 2: Protéger l'homme, l'environnement et les infrastructures
- Axe 3: Optimiser des conditions cadres favorables pour les secteurs d'infrastructure
- Axe 4: Améliorer la rentabilité des réseaux d'infrastructure publics
- Axe 5: Assurer le financement à long terme des réseaux d'infrastructure publics

Il est indispensable de concrétiser ces différents axes, en particulier pour les réseaux électriques. La stratégie nationale du Conseil fédéral pour la protection des infrastructures critiques¹⁰ demande en outre de renforcer la capacité de résistance (résilience) des infrastructures critiques, dont fait aussi partie l'approvisionnement en électricité. A cette fin, des mesures sont notamment prises pour éviter des incidents graves. Les réseaux 50 Hz, au niveau des réseaux de transport et de distribution¹¹, font face à d'importants défis, aujourd'hui comme demain. L'extension nécessaire des réseaux électriques avance lentement, en particulier sur le plan du réseau de transport, de sorte que le nombre de projets effectivement réalisés ces dernières années est en retard par rapport à la planification (cf. «Réseau stratégique 2015»¹²). Les raisons en sont multiples et sont entre autres imputables au manque d'approbation des projets d'infrastructure de réseau au sein de la population, aux longues procédures d'autorisation, à des conditions-cadres peu claires ou controversées (p. ex. critères d'évaluation dans la pesée des intérêts) et en partie au manque de propositions de projets concrets de la part des entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE). La séparation du réseau et de la production d'électricité due à la réorganisation du secteur de l'électricité et l'acquisition par Swissgrid du statut de gestionnaire national indépendant du réseau de transport 50 Hz changent la donne. La société nationale du réseau de transport étant propriétaire du réseau de transport depuis janvier 2013, le partage des rôles et des responsabilités liés au développement du réseau doit être réorganisé entre la société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs d'électricité.

⁸ Rapport du Conseil fédéral «Avenir des réseaux d'infrastructure nationaux en Suisse» (17.9.2010), <http://www.uvek.admin.ch/themen/verkehr/00653/01743/index.html?lang=fr>; ci-après, ce document est mentionné comme «Rapport infrastructures de la Confédération».

⁹ Selon le Rapport infrastructures de la Confédération (cf. pp. 79 et 80), la capacité comprend les aspects suivants: maintenir la qualité de l'infrastructure, gérer les capacités existantes de manière optimale, utiliser les nouvelles technologies et éliminer les goulets d'étranglement critiques.

¹⁰ Stratégie nationale pour la protection des infrastructures critiques du 27 juin 2012; cf. www.infraprotection.ch.

¹¹ Les niveaux de réseau sont définis comme suit:

- Réseau de transport: niveau de réseau 1 ou réseau à très haute tension: 220 kV et plus.
- Réseaux de distribution: niveau 3 ou réseau à haute tension: > 36 kV à < 220 kV; niveau 5 ou réseau à moyenne tension: > 1 kV à 36 kV; niveau 7 ou réseau à basse tension: 1 kV et moins.
- Les niveaux 2, 4 et 6 désignent des niveaux de transformation.

¹² Liste des projets de ligne des entreprises d'électricité (220/380 kV) et des CFF (132 kV) pour la réalisation des réseaux stratégiques jusqu'en 2015 selon le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (12.4.2001), adaptations 2008: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_774651939.pdf



L'intégration croissante des sources d'énergie renouvelable irrégulières et décentralisées de même que de nouveaux concepts de mesure et de flexibilisation de la consommation, mais aussi d'activation des niveaux de réseau inférieurs posent de plus en plus de défis aux réseaux de distribution, indépendamment du réseau de transport 50 Hz. Ici, il est notamment possible d'anticiper les mesures nécessaires en matière de pilotage ou de réduction des sources d'énergie décentralisées depuis les réseaux. Dans ce nouveau contexte et eu égard au Rapport infrastructures, des conditions-cadres claires en matière de politique énergétique sont nécessaires pour la transformation et l'extension des réseaux électriques.

Les raisons suivantes soulignent aussi la nécessité d'une stratégie Réseaux électriques:

- A ce jour, il n'existe aucune directive fédérale contraignante (fonctionnalité, interprétation, exigences) concernant l'extension des réseaux.¹³
- Il y a aujourd'hui des incertitudes quant aux conditions-cadres relatives au développement du réseau, aux tâches du réseau électrique suisse en Europe et aux futurs flux de puissance qui en découlent et qu'il s'agit de maîtriser.
- Il n'existe aucun processus transparent pour l'identification des besoins des réseaux à l'aune des exigences futures (notamment l'extension de la production d'électricité décentralisée, la part des importations et les transits).
- Les dispositions légales existantes concernant les tâches des gestionnaires de réseau au sens de l'art. 8, al. 1, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace) laissent une grande marge d'interprétation.
- Hormis l'obligation d'établir des plans pluriannuels (en vertu de l'art. 8, al. 2, LApEI), il n'existe pour l'heure aucune directive dans la loi ou l'ordonnance visant leur utilisation dans le processus de planification des réseaux ou leur signification pour les acteurs impliqués.
- L'actuel examen *ex-post* des coûts de réseau imputables par la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) porte préjudice à la sécurité de l'investissement.
- Pour éliminer les goulets d'étranglement, gérer les capacités existantes de manière optimale et encourager l'efficacité de l'exploitation dans le domaine des réseaux 50 Hz, il faut développer et concrétiser de nouvelles conditions-cadres et de nouvelles technologies.

A l'aune des défis dans le domaine des réseaux électriques 50 Hz découlant de la Stratégie énergétique 2050, des conflits d'intérêts liés à l'extension des réseaux et de la nécessité d'une stratégie Réseaux électriques, il est indispensable d'évaluer les besoins d'une infrastructure du réseau en tenant compte des lignes directrices à inscrire dans la loi et en se fondant sur un scénario-cadre d'économie énergétique ayant une assise solide. Les exigences futures en termes de réseaux et les hypothèses concernant l'évolution de l'économie énergétique sont ainsi définies en tant que conditions-cadres et créent une base de planification contraignante pour les gestionnaires de réseau 50 Hz dans les plans pluriannuels (identification des besoins).

2.2 Objectifs de la stratégie Réseaux électriques

La stratégie Réseaux électriques concrétise les axes principaux donnés par le Rapport infrastructures de la Confédération, en particulier pour le domaine des réseaux électriques. L'objectif fondamental de la stratégie est un développement du réseau en temps opportun et en réponse aux besoins. Les éléments suivants y contribuent:

¹³ Cf. ch. 2 du postulat Grossen Jürg (12.3312) «Tournant énergétique. Améliorer la sécurité des investissements pour les entreprises d'électricité» du 16.3.2012.



- Sécurité de planification accrue grâce à des exigences fédérales contraignantes concernant les fonctionnalités nécessaires des réseaux et la pondération des intérêts de protection et d'utilisation (lignes directrices à inscrire dans la loi).
- Elimination des incertitudes liées aux conditions-cadres du développement du réseau par la définition d'un scénario-cadre d'économie énergétique contraignant.
- Renforcement de l'acceptation des projets de lignes électriques grâce à un processus transparent d'identification des besoins qui associe l'ensemble des parties impliquées et la population de manière anticipée.
- Renforcement de la sécurité de l'investissement par une confirmation préalable des besoins pour les projets d'importance financière aux impondérables économiques.
- Amélioration de la coordination territoriale (nouveau plan sectoriel des réseaux d'énergie, PRE) et des procédures d'autorisation (PAP) pour certains projets de réseaux.
- Développement du réseau dans les délais grâce à la simplification et à l'accélération des procédures d'autorisation.

3 Bases légales existantes dans le domaine des réseaux électriques 50 Hz

3.1 Généralités

La construction de nouvelles installations ainsi que la transformation, l'extension, l'exploitation et l'entretien d'installations d'approvisionnement en énergie existantes sont soumis à des dispositions concernant plusieurs domaines juridiques. En sus de la législation sur l'approvisionnement en énergie à proprement parler, les dispositions relatives à l'aménagement du territoire, à la protection de l'environnement ou à la protection de la nature et du patrimoine, pour l'essentiel, sont aussi déterminantes.

3.2 Constitution

L'art. 89 de la Constitution fédérale (Cst.; RS 101) forme la base constitutionnelle de la politique énergétique suisse et se révèle ainsi déterminant pour la définition de principes généraux en lien avec l'approvisionnement énergétique. En vertu de cette disposition, la Confédération et les cantons s'emploient, dans les limites de leurs compétences respectives, à promouvoir un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement, ainsi qu'une consommation économe et rationnelle de l'énergie. La réglementation concernant le domaine de l'électricité s'appuie en premier lieu sur l'art. 91, al. 1, Cst., qui dispose que la Confédération légifère sur le transport et la livraison de l'électricité. Les dispositions relatives à l'aménagement du territoire se fondent sur l'art. 75 Cst., en vertu duquel les cantons sont tenus de veiller à une utilisation judicieuse et mesurée du sol et à une occupation rationnelle du territoire sur la base des conditions-cadres prévues par le droit fédéral. L'art. 78 Cst., enfin, forme la base du cadre juridique dans le domaine de la protection de la nature et du patrimoine qui, à l'instar de l'aménagement du territoire, relève de la compétence des cantons, mais la Confédération est tenue de prendre en considération les objectifs de la protection de la nature et du patrimoine dans l'accomplissement de ses tâches.



3.3 Loi

3.3.1 Loi sur l'énergie

En vertu de l'art. 4 de la loi sur l'énergie (LEne; RS 730.0), la Confédération et les cantons sont tenus d'instaurer les conditions générales permettant aux entreprises de la branche énergétique d'assumer leurs tâches – l'approvisionnement énergétique – de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général. Ces entreprises doivent pourvoir à une offre d'énergie suffisante et diversifiée ainsi qu'à un système de distribution techniquement sûr et efficace (art. 5, al. 1, LEne; approvisionnement sûr). En outre, elles doivent veiller au respect des conditions-cadres inscrites dans la loi dans les domaines de la rentabilité (art. 5, al. 2, LEne; approvisionnement économique) et de la compatibilité avec les impératifs de l'environnement (art. 5, al. 3, LEne).

3.3.2 Loi sur l'approvisionnement en électricité

Conformément à l'art. 8 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7), les gestionnaires de réseau doivent coordonner leurs activités et pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace (al. 1). Selon l'art. 8, al. 2, LApEI, ils établissent à cette fin des plans pluriannuels qui servent de base pour l'extension et la transformation nécessaires des réseaux.

3.3.3 Loi sur les installations électriques

La loi sur les installations électriques (LIE; RS 734.0) forme la base, d'une part, pour les exigences de sécurité relatives aux installations électriques et, d'autre part, pour les procédures d'autorisation concernant ces installations. Elle comprend aussi des dispositions pénales et des dispositions sur le contrôle des installations électriques, la responsabilité des exploitants et l'expropriation en lien avec l'établissement et la modification d'installations électriques.

3.3.4 Loi sur les chemins de fer

Les installations et lignes électriques servant exclusivement ou principalement à l'exploitation d'un chemin de fer sont soumises à la loi sur les chemins de fer (LCdF; RS 742.101). Pour les lignes de transport des chemins de fer construites en commun avec une installation de l'approvisionnement général en électricité, les dispositions de la loi sur les installations électriques sont applicables.

3.3.5 Loi sur l'aménagement du territoire

La loi sur l'aménagement du territoire (LAT; RS 700) oblige la Confédération, les cantons et les communes à assurer une utilisation mesurée du sol et à coordonner celles de leurs activités qui ont des effets sur l'organisation du territoire tout en tenant compte des données naturelles ainsi que des besoins de la population et de l'économie. En vertu de l'art. 13 LAT, la Confédération procède à des études de base pour exercer celles de ses activités qui ont des effets sur l'organisation du territoire. Elle établit les conceptions et plans sectoriels nécessaires et les fait concorder entre eux et avec la planification des cantons.

3.3.6 Loi sur la protection de l'environnement

C'est en respectant les dispositions de la loi sur la protection de l'environnement (LPE; RS 814.01) que l'on tient compte de l'exigence de compatibilité avec les impératifs de l'environnement (art. 5, al. 3, LEne). En sus de ces dispositions, la protection de la santé (rayonnement non ionisant, bruit) en particulier est déterminante pour les installations électriques.



3.3.7 Loi sur la protection de la nature et du paysage

La loi sur la protection de la nature et du paysage (LPN; RS 451) régit la protection de la nature et du paysage et comporte les bases pour la conservation d'objets dignes de protection et d'importance nationale en vertu des inventaires de la Confédération ainsi que les conditions-cadres en cas d'atteinte à de tels objets due à des infrastructures.

3.3.8 Autres dispositions légales

Outre ces principaux actes législatifs, il existe d'autres dispositions dont il faut tenir compte en lien avec la construction et l'exploitation d'installations électriques dans d'autres lois (principalement dans le domaine environnemental, à l'instar de la loi sur les forêts ou de la loi sur la protection des eaux).

3.4 Ordonnance

Les différentes conditions légales sont concrétisées et précisées dans les ordonnances d'exécution. Les ordonnances importantes sont, d'une part, celles qui règlent les questions liées à la technique, à la sécurité et à la compatibilité avec l'environnement (p. ex. l'ordonnance sur les lignes électriques [OLEI; RS 734.31], l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant [ORNI; RS 814.710]) et, d'autre part, les règles de procédure dans l'ordonnance sur la procédure d'approbation des plans d'installations électriques (OPIE; RS 734.25) et, pour la procédure de plan sectoriel¹⁴, dans l'ordonnance sur l'aménagement du territoire (OAT; RS 700.1).

3.5 Evaluation des bases légales existantes

Les bases constitutionnelles et légales confèrent en principe à la Confédération la compétence exclusive en matière de prescriptions dans le domaine de l'approvisionnement en énergie électrique. Ce faisant, la Confédération doit tenir compte des domaines de réglementation relevant de la compétence des cantons, en premier lieu l'aménagement du territoire et la protection de l'environnement.

Sans mesures législatives supplémentaires, une stratégie Réseaux électriques ne peut guère déployer l'effet visé et fournir la contribution qui lui est assignée dans le cadre de la nouvelle orientation de la politique énergétique. D'une part, il est judicieux de fixer les conditions-cadres au niveau de la loi et de les préciser au niveau de l'ordonnance au besoin, d'autre part, il faut des procédures efficaces et rapides pour réaliser les infrastructures du réseau électrique nécessaires si elles doivent satisfaire aux exigences du tournant énergétique.

Dans ce contexte, il est nécessaire de légiférer dans l'optique de la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques. Il s'agit en premier lieu d'inscrire les lignes directrices (voir chap. 4) dans la loi dans la mesure où les dispositions actuelles ne sont pas suffisantes. En outre, des mesures s'imposent pour réaliser les infrastructures du réseau électrique en temps opportun et en réponse aux besoins. Dans ce cadre, il faut en particulier améliorer et accélérer la coordination entre les échelons hiérarchiques concernés de l'Etat ainsi que le dialogue entre les différents intérêts liés à l'utilisation et à la protection.

¹⁴ En vertu de l'art 13 LAT et des art. 14 ss. OAT, la Confédération établit des plans sectoriels pour planifier et coordonner celles de ses activités qui ont des effets importants sur le territoire et l'environnement. Dans la présente conception détaillée de la stratégie Réseaux électriques, le terme de *procédure de plan sectoriel* se réfère exclusivement aux tâches de la Confédération dans le domaine de l'électricité ou de l'énergie. Ci-après, il représente, au sens d'une généralisation, le terme générique pour l'actuel plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) et pour le futur plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE).



3.6 Compatibilité avec les bases juridiques de l'UE

L'Union européenne (UE) a posé les jalons du marché intérieur européen de l'énergie dans plusieurs directives. Le troisième paquet de mesures sur le marché intérieur du gaz et de l'électricité, dernier acte en date, a par exemple été adopté en 2009. En principe, la planification et la construction d'infrastructures énergétiques relèvent de la compétence des différents Etats membres. Néanmoins, l'UE a la compétence d'encourager le développement et l'extension des réseaux transeuropéens d'énergie, de définir des lignes directrices et de prévoir des projets d'intérêt commun (cf. chap. 4.2).

Le Traité de Lisbonne a en outre donné à l'UE la compétence de soutenir les liaisons internationales (interconnecteurs).

Les principes essentiels de la planification nationale des réseaux ont été fixés dans la directive 2009/72/CE comme partie du troisième paquet de mesures sur le marché intérieur (voir en particulier l'art. 22 «Développement du réseau et compétences pour les décisions d'investissement»). La mise en œuvre de cette directive entraînerait plusieurs modifications de loi en Suisse à l'échelle nationale. La conception de la stratégie Réseaux électriques est compatible avec cette directive.

En adoptant le règlement n° 347/2013 du 17 avril 2013, l'UE a édicté des lignes directrices régissant le développement à temps et l'interopérabilité des corridors et domaines transeuropéens prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques. Le règlement se fonde sur les principes de planification des réseaux figurant dans la directive 2009/72/CE, les complète et les étend à l'espace européen. La stratégie Réseaux électriques est aussi compatible avec cet acte législatif.

La stratégie Réseaux électriques va en principe dans le même sens que les bases juridiques de l'UE et est largement compatible avec le droit européen au vu de ce qui précède.

4 Lignes directrices relatives au développement et à la transformation des réseaux 50 Hz

Sur la base des défis dans le domaine des réseaux électriques, des conflits d'intérêts dans le développement des réseaux et de la nécessité d'améliorer les conditions-cadres relatives à l'extension et à la transformation des réseaux, il est indispensable d'inscrire dans la loi des directives contraignantes concernant les fonctionnalités nécessaires des réseaux électriques¹⁵. Les lignes directrices doivent être prises en compte dans le processus de développement du réseau par les acteurs impliqués, mais il peut y avoir des différences dans l'application des lignes directrices au niveau du réseau de transport et du réseau de distribution (précisées ci-après dans les lignes directrices). Les lignes directrices suivantes doivent être inscrites dans la législation:

4.1 Approvisionnement intérieur

Ligne directrice:

Les gestionnaires de réseau assurent par leur planification que les réseaux 50 Hz suisses garantissent l'approvisionnement des consommateurs suisses en tout temps et de manière suffisante et sûre ainsi que le transport de l'électricité produite dans notre pays en temps opportun, en réponse aux besoins et dans les limites du principe de proportionnalité.

Commentaire:

Ce principe souligne d'une part l'importance de disposer de capacités de réseau suffisantes (garantie

¹⁵ Il est prévu d'inscrire les lignes directrices au niveau de la loi et/ou de l'ordonnance si les dispositions actuelles ne sont pas suffisantes.



de la sécurité N-1 aux niveaux de réseau 1 et 3) pour l’approvisionnement sûr des consommateurs finaux (maintien d’une qualité d’approvisionnement élevée). D’autre part, le raccordement des installations de production suisses revêt de l’importance dans l’optique de la Stratégie énergétique 2050. Pour le gestionnaire de réseau, il résulte en principe de cette ligne directrice l’obligation de développer ses réseaux de sorte qu’aucune limitation significative ne survienne à demeure lors de l’exploitation des capacités de production. Le potentiel de la production intérieure ne doit pas être entravé par un manque de capacités du réseau, mais il est nécessaire de respecter le principe de proportionnalité en lien avec les coûts dus au raccordement et au renforcement du réseau par rapport au potentiel de rendement et d’énergie de la centrale à raccorder. Les gestionnaires de réseau et les gestionnaires de centrale doivent coordonner leurs planifications à temps afin de garantir les capacités de réseau en réponse aux besoins et en temps opportun pour le transport de l’énergie produite par les centrales. Les gestionnaires de réseau conviennent des mesures nécessaires en l’espèce et des obligations réciproques avec les gestionnaires de centrale. Pour préciser cette ligne directrice, il est par exemple possible d’utiliser comme indicateurs de limitations significatives la charge N-1, la non-disponibilité moyenne d’électricité pour les consommateurs, les coûts résultant du redispatching¹⁶ des centrales alimentant le réseau de transport et, à l’avenir, le nombre de mesures de gestion de l’injection¹⁷ pour les installations de production décentralisées dans le réseau de distribution. Cette ligne directrice concrétise l’axe 1 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1). Par ailleurs, elle contribuera aussi à la réalisation des objectifs visés par les mesures de la stratégie nationale pour la protection des infrastructures critiques¹⁸.

4.2 Raccordement international

Ligne directrice:

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

Commentaire:

Cette ligne directrice tient compte de l’importance du raccordement au réseau européen pour la sécurité de l’approvisionnement (p. ex. possibilités d’importation en hiver) et l’intégration des énergies renouvelables (p. ex. contribution des centrales de pompage-turbinage suisses). La structure du parc de centrales en Europe est soumise à une forte évolution (sortie du nucléaire en Allemagne et directive européenne sur la promotion de l’utilisation des énergies renouvelables ou directive RES), et le raccordement international est important d’un point de vue technique, car des capacités transfrontalières suffisantes permettent l’échange d’électricité au sein du réseau ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) et doivent ainsi contribuer de manière substantielle à la sécurité de l’approvisionnement de part et d’autre. Le développement transfrontalier du réseau de transport 50 Hz doit être harmonisé à l’échelle européenne et la société nationale du réseau de transport doit prendre une part active à la planification du développement du réseau à travers l’Europe et à l’introduction de procédures efficaces pour éviter les goulets d’étranglement. Les capacités transfrontalières et, ainsi, les corridors de transport d’énergie électrique sont harmonisés au niveau européen en tenant compte de l’ensemble du marché européen de l’énergie, p. ex. grâce au règlement concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes¹⁹. Les projets d’infrastructure qui concer-

¹⁶ La notion de *redispatching* désigne l’intervention préventive ou curative de l’exploitant du réseau de transport dans les programmes prévisionnels des centrales afin d’éviter ou de supprimer les goulets d’étranglement à court terme.

¹⁷ Par gestion de l’injection, on entend le fait que le gestionnaire de réseau peut réduire en tout temps à distance la puissance injectée d’installations décentralisées d’une certaine taille.

¹⁸ Cf. mesure M15 de la stratégie nationale pour la protection des infrastructures critiques du 27 juin 2012, www.infraprotection.ch.

¹⁹ Règlement du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuro-



nent au moins deux Etats membres de l'UE et qui sont acceptables aux plans économique, social et écologique peuvent être classés comme projets d'intérêt commun (PIC) par l'Union européenne et leur mise en œuvre devient ainsi prioritaire. Une coordination et un raccordement internationaux sont importants aux vues de la situation géopolitique de la Suisse. Des liens internationaux étroits sont aussi particulièrement essentiels pour la Suisse d'un point de vue économique, comme l'échange international d'électricité permet d'obtenir une forte création de valeur grâce au secteur suisse de l'électricité et à son parc de centrales flexibles. Les indications des valeurs quantitatives attendues de l'échange d'électricité (et donc des capacités d'importation et d'exportation suffisantes) sont précisées dans le scénario-cadre d'économie énergétique (voir chap. 5.2). Ce faisant, il est nécessaire de tenir compte de l'évolution de la conception nationale et internationale du marché, p. ex. quels produits commercialiser et par quelle méthode calculer et attribuer des capacités de transport transfrontalières. L'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE pourrait entraîner des désavantages pour les acteurs suisses (p. ex. la société nationale du réseau de transport et l'EICOM) pour participer au sein d'organisations européennes (p. ex. ENTSO-E et Agency for the cooperation of energy regulators ACER) et compliquer la participation au marché intérieur européen de l'électricité. Aussi une harmonisation internationale est-elle importante pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse à long terme. Cette ligne directrice reprend en partie l'axe 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.3 Autoroutes de l'électricité (*supergrid*)

Ligne directrice:

La société nationale du réseau de transport garantit, avec le soutien de la Confédération, que les intérêts de la Suisse sont intégrés dans les réflexions conceptuelles et la planification des autoroutes de l'électricité paneuropéennes (*electricity highways* ou *supergrid*²⁰) afin d'assurer à long terme un rattachement le plus efficace possible au réseau d'interconnexion européen.

Commentaire:

La participation active à la planification des autoroutes de l'électricité paneuropéennes doit garantir que le rattachement au réseau d'interconnexion européen est assuré à long terme. L'engagement des principaux acteurs suisses (notamment la société nationale du réseau de transport, l'EICOM et l'Office fédéral de l'énergie OFEN) au sein de groupes de travail et de projets européens doit permettre d'harmoniser aussi les futures structures des réseaux aux besoins de la Suisse. La société nationale du réseau de transport, p. ex., est déjà membre de l'ENTS0-E 2050 Electricity Highways Working Group et collabore depuis le printemps 2010 au Renewables Grid Initiative²¹. Les lignes à courant continu pourraient jouer un rôle majeur dans le cadre des autoroutes de l'électricité. Partant, il est nécessaire de procéder à un examen approfondi de l'extension de la LAPeI à ce type de liaisons dans le cadre de la révision de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 1 et 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

péennes et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE (19.10.2011):

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0658:FIN:FR:PDF>

²⁰ Eu égard au développement, à l'échelle européenne, des capacités de production des énergies renouvelables irrégulières, dont les sites de production sont souvent éloignés des centres de consommation, le transport de l'électricité sur de grandes distances revêtira un rôle prépondérant à l'avenir. Partant, l'Europe discute de l'idée d'un «*supergrid*». La question de la technologie préférée en l'espèce n'a pas encore de réponse définitive. On suppose néanmoins que le transport d'électricité en courant continu à haute tension (HVDC, *high-voltage direct current*) sera du moins en partie utilisé et qu'il permettra un transport plus efficace de l'énergie sur de grandes distances que ce ne serait le cas avec la technique du courant alternatif.

²¹ La Renewables Grid Initiative (RGI) encourage l'intégration du courant électrique d'origine renouvelable dans le réseau européen: <http://www.renewables-grid.eu/>.



4.4 Coordination des acteurs pour l'identification des besoins

Ligne directrice:

La société nationale du réseau de transport coordonne la planification du réseau de transport et l'identification des besoins y afférents avec la planification des gestionnaires de réseau de distribution de niveau 2 et 3. La coordination se déroule au niveau régional entre la société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution concernés, les cantons, les CFF²² (en particulier en lien avec leur réseau de transport 132 kV) et les producteurs d'électricité.

Commentaire:

Les interdépendances entre les différents niveaux du réseau revêtent une importance croissante suite à l'augmentation des injections décentralisées dans les réseaux de distribution. Pour identifier les besoins, les acteurs impliqués se communiquent les informations et données nécessaires à la coordination (voir chap. 5.3). En sus des gestionnaires de réseau et des CFF, les cantons jouent un rôle majeur en l'espèce. Ils mettent à la disposition des gestionnaires de réseau d'éventuelles informations supplémentaires sur le développement probable des capacités de production (p. ex. issues des stratégies énergétiques cantonales) qui n'ont pas encore été prises en compte dans l'élaboration du scénario-cadre. Les services cantonaux de l'énergie et les gestionnaires de réseau s'échangent les informations importantes en termes d'économie énergétique. Une délimitation contraignante des périmètres dans le plan directeur cantonal revêt une importance primordiale, en particulier dans l'optique d'une planification efficace des réseaux pour un raccordement des installations ou parcs éoliens. De plus, la coordination avec les cantons doit garantir une harmonisation anticipée avec leurs projets et planifications et l'intégration des services cantonaux dans le processus. La société nationale du réseau de transport assume la fonction directrice dans la coordination régionale. La responsabilité de la planification des réseaux de niveau 2 et 3 incombe aux gestionnaires de réseau de distribution. La société nationale du réseau de transport informe régulièrement l'EiCom de l'état de la coordination. Celle-ci vise une planification des réseaux uniforme à l'échelle nationale, avec une harmonisation régulière du développement entre le réseau de transport et les réseaux de distribution en tenant compte du développement de la production.

La Confédération n'est pas impliquée dans l'identification des besoins; avec les lignes directrices à inscrire dans la législation et le scénario-cadre d'économie énergétique, elle fixe néanmoins les conditions-cadres de l'extension et de la transformation des réseaux. Cette étape, qui figure dans le processus de développement du réseau, est décrite en détail au chap. 5.3. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2 et 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.5 Coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques et aménagement du territoire

Ligne directrice:

Les gestionnaires de réseau veillent notamment, dans leur planification à long terme des réseaux électriques en Suisse, à une prise en compte précoce des intérêts à coordonner dans les projets de niveau de réseau 1 et 3 et initient les processus de coordination territoriale entre les gestionnaires de réseau, la Confédération, les cantons, les gestionnaires de centrale, les gestionnaires de réseau de transport étrangers dans les pays voisins et, dans la mesure du possible, les CFF.

²² Si des chemins de fer privés sont actifs dans la construction de lignes dans la zone de desserte concernée, les gestionnaires de réseau se coordonnent également avec leur planification de réseau.



Commentaire:

L'espace et le terrain limités en Suisse doivent être mieux exploités à l'avenir, ce qui correspond aux exigences existant dans la LAT/OAT, mais dont la mise en œuvre n'est que partielle à ce jour. Seul un examen supra-local et global du territoire concerné le permet. Aux niveaux de réseau 1 et 3, la planification des réseaux électriques doit être coordonnée dans les différentes régions de manière supra-locale avec les zones d'habitation, les intérêts dignes de protection et les autres réseaux d'infrastructure qui exercent une influence sur l'aménagement du territoire (p. ex. électricité, eau, gaz, télécommunications, trafic routier et ferroviaire). La coordination territoriale des planifications prend en compte les objectifs formulés au chap. 3.2 du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité²³. Ceux-ci seront repris sous une forme appropriée dans la conception générale du nouveau plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE) (voir chap. 5.4). Comme à présent, la procédure du plan sectoriel sera seulement utilisée pour les projets prévoyant des modifications déterminantes du niveau de réseau 1. Une planification dans les délais et une collaboration au-delà des domaines sectoriels et des échelons institutionnels sont des conditions essentielles en l'espèce. Les cantons doivent prévoir et délimiter à temps les espaces nécessaires aux réseaux d'infrastructure dans leurs plans directeurs (pour le niveau de réseau 1, en coordination avec la procédure du plan sectoriel). La délimitation des corridors de projet concrets est réalisée dans la procédure du plan sectoriel, dans laquelle les services spécialisés concernés des cantons et de la Confédération sont intégrés à temps. Le fruit de la collaboration est consigné dans le nouveau PRE. Les cantons veillent à ce que ces dispositions soient fixées dans les plans directeurs cantonaux. Dans le cadre de la seconde révision partielle de la LAT, il est prévu que les cantons désignent dans leurs plans directeurs les tracés et surfaces prévus pour le transport d'énergie et présentent les éventuelles mesures permettant de les assurer. En outre, la planification conjointe, destinée à la coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques sur le territoire, doit aussi être inscrite dans la loi à l'occasion de la seconde révision partielle prévue de la LAT. Cette ligne directrice reprend en partie l'axe 2 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.6 Réseaux électriques d'importance nationale

Ligne directrice:

Le Conseil fédéral peut spécifier des installations électriques de niveau 1 à 3 et des installations des CFF qui sont d'importance nationale et ont un intérêt équivalent ou supérieur au sens de l'art. 6, al. 2, LPN.

Commentaire:

La règle suivant laquelle un objet doit être conservé intact dans les conditions fixées par l'inventaire ne souffre d'exception en vertu de l'art. 6 LPN, que si des intérêts d'utilisation équivalents ou supérieurs, d'importance nationale également, s'opposent aux intérêts de protection. Dans un premier temps, l'autorité de décision compétente doit donc examiner au cas par cas si une ligne de transport représente un intérêt équivalent ou supérieur d'importance nationale en cas d'atteinte possible à un objet national digne de protection. Sur la base d'évaluations en partie divergentes sur l'importance de certaines lignes électriques, la discussion sur l'importance nationale d'une ligne peut coûter cher et ralentir la procédure.

Pour pouvoir déterminer les installations électriques d'importance nationale sur une base conceptuelle, indépendamment des cas concrets et avec une légitimation politique, le Conseil fédéral doit disposer au niveau de la loi de la compétence de désigner dans l'ordonnance les installations électriques de niveau

²³ Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) - Intégration des réseaux stratégiques de lignes de transport d'électricité de 50 Hz (approvisionnement général) et de 16,7 Hz (alimentation en courant de traction), 23 février 2009; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_473856684.pdf



1 à 3 et des CFF qui sont d'importance nationale et ont un intérêt équivalent ou supérieur au sens de l'art. 6, al. 2, LPN. Pour désigner les installations de niveau 1 à 3, il s'appuie sur les plans pluriannuels contrôlés par l'EiCom.

A l'aune de l'axe 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1), il faut en particulier donner la possibilité au Conseil fédéral d'inscrire aussi sur la liste des installations d'importance nationale des projets figurant sur la liste des projets d'intérêt commun (PIC). Cette solution aide l'autorité de décision compétente, dans le cas d'espèce, à se prononcer si un projet concret de construction ou de transformation d'installation électrique pouvant porter atteinte à un objet national digne de protection est aussi d'intérêt national au sens de l'art. 6, al. 2, LPN. Pour de tels projets, elle peut directement procéder à une pesée des intérêts, ce qui accélère la procédure en fin de compte.

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

Ligne directrice:

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

Commentaire:

L'interprétation des intérêts sert de base pour la détermination du corridor. Elle se déroule dans le cadre de la comparaison des variantes dans la procédure du plan sectoriel à l'aide du système d'évaluation des lignes de transport d'électricité²⁴ dans la discussion sur le corridor (cf. chap. 5.4, fig. 4, phase 2) après présentation de la coordination en cours. Cette ligne directrice décrit les principes du système d'évaluation des lignes de transport d'électricité, qui est utilisé au cours de la procédure du plan sectoriel. Ce schéma fixe les bases pour déterminer, évaluer et prendre en compte les intérêts dans les domaines du territoire et de l'environnement, les conséquences pour l'homme, les aspects techniques et les considérations économiques. Il sert ainsi à interpréter et à évaluer les intérêts à la base de la pesée des intérêts subséquente. L'utilisation du système d'évaluation des lignes de transport doit notamment contribuer à répondre à la question de savoir s'il est préférable d'enterrer la ligne sous forme câblée ou de privilégier une ligne aérienne²⁵. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.8 Câblage du réseau à haute tension et en dessous

Ligne directrice:

Dans la mesure des possibilités techniques, les lignes à haute tension 50 Hz doivent en principe être enterrées sous forme câblée sur les nouveaux tracés et les extensions sur des tracés existants de niveau 3 et pour les réseaux de niveau 5 et 7 si les coûts globaux de la construction et de l'exploitation du câble souterrain ne dépassent pas les coûts globaux d'une variante techniquement équivalente de ligne aérienne d'un certain facteur. L'autorité qui octroie l'autorisation peut accorder des dérogations sur demande si l'intérêt public le requiert.

²⁴ Un communiqué de presse sur le système d'évaluation des lignes de transport se trouve à l'adresse <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=48260>. Le système d'évaluation et le manuel figurent à l'adresse http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04482/index.html?lang=fr&dossier_id=05811 sur le site Internet de l'OFEN.

²⁵ Pour les lignes à haute tension 16,7 Hz, les possibilités de câblage sont très limitées en raison de la problématique de résonance. Il est nécessaire d'en tenir compte dans l'applicabilité du système d'évaluation des lignes de transport d'électricité.



Commentaire:

Cette ligne directrice doit permettre de garantir l'imputabilité des coûts dès le début dans les cas où un câble souterrain peut être réalisé à relativement bon prix. Cette solution vise à accélérer de manière significative l'extension du réseau à haute tension 50 Hz (niveau 3), où un câblage est lié à de moins grands défis techniques et à des coûts plus faibles que pour le niveau de réseau 1²⁶. La ligne directrice déploie aussi des effets pour les niveaux de réseau 5 et 7, car elle y préconise aussi le câblage en cas d'extension du réseau. Elle se concentre néanmoins sur le niveau 3. Pour la mise en œuvre de cette ligne directrice, les règles de calcul et les conditions concernant l'application du facteur de coûts supplémentaires doivent être définies clairement et de manière uniforme pour l'ensemble des gestionnaires de réseau. Les bases pour la détermination du facteur de coûts supplémentaires et une méthode de calcul uniforme permettant une comparaison entre câbles et lignes aériennes figurent dans l'étude de Consentec, réalisée sur mandat de l'OFEN²⁷. Les bases qui y sont élaborées sur la méthode de calcul comprennent des aspects liés à la sécurité de l'approvisionnement et des mesures techniques spécifiques à la solution des câbles. La réglementation du facteur de coûts supplémentaires peut aussi être définie de manière différenciée. Il faut relativiser l'utilité de l'application de ce facteur lors de projets de regroupement des réseaux d'infrastructure²⁸ et vérifier son emploi dans ces projets particuliers. Dans les cas qui n'entrent pas dans le champ de cette réglementation en raison de coûts de câblage plus élevés et qui sont transmis par l'ESTI à l'OFEN suite à des discussions de conciliation sans succès, il convient d'appliquer le système d'évaluation des lignes de transport d'électricité (sous une forme adaptée en conséquence). Une pesée étendue des intérêts doit aussi permettre de déterminer, pour les réseaux de niveau 3, s'il faut construire une ligne à haute tension 50 Hz comme ligne aérienne ou souterraine²⁹. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2, 3 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.9 Mesures de compensation des lignes aériennes s'étendant à plusieurs niveaux de tension

Ligne directrice:

A titre de compensation pour la construction de nouvelles lignes aériennes sur le réseau de niveau 1, il est possible, si la technique le permet, de réunir des lignes aériennes de niveaux de tension inférieurs avec la nouvelle ligne aérienne de niveau 1 dans la région en question, de les câbler ou de les démonter. Les coûts supplémentaires qui découlent, pour le gestionnaire de réseau de distribution, de telles mesures de compensation pour des lignes aériennes existantes sont pris en charge par la société nationale du réseau de transport et sont imputables en tant que coûts dans le réseau de transport³⁰.

Commentaire:

La possibilité de procéder à des mesures de compensation s'étendant à plusieurs niveaux de tension vise une considération de plus en plus globale du réseau électrique. Cette vue d'ensemble s'impose car les mesures de compensation précitées pour les réseaux de niveau 3 ou moins sont plus éprouvées

²⁶ Cette ligne directrice s'appuie sur la formulation de § 43h de la loi allemande du 28 juillet 2011 sur les mesures visant à accélérer l'extension du réseau («Gesetz über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus vom 28. Juli 2011»).

²⁷ Etude Consentec sur mandat de l'OFEN «Berechnungsmethode für einen Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie Wahl eines Mehrkostenfaktors» (en allemand, 12 avril 2013).

²⁸ Les projets de regroupement des réseaux d'infrastructure sont des projets où différentes lignes de transport sont combinées sur un tracé, p. ex. une ligne de transport de niveau 1 avec une ligne d'un niveau inférieur ou une ligne des CFF.

²⁹ Pour les lignes à haute tension 16,7 Hz, les possibilités de câblage sont très limitées en raison de la problématique de résonance.

³⁰ Les coûts imputables comprennent aussi, le cas échéant, les amortissements nécessaires en raison de la mise hors service de lignes aériennes dans les niveaux de réseau 3, 5 et 7 avant qu'elles ne soient complètement amorties.



techniquement. C'est notamment le cas pour les câblages qui présentent, pour le niveau de réseau 3, un facteur de coûts plus faible par rapport aux variantes aériennes que pour les réseaux de niveau 1. Il ne faut cependant pas exclure les câblages dans les réseaux de niveau 1. Les mesures de compensation sont prises si elles offrent une utilité pour l'homme, l'environnement ou le territoire. On peut notamment les remettre en question en cas de projet de regroupement de réseaux d'infrastructure avec plusieurs lignes électriques sur un tracé. Le câblage, par exemple, d'un seul terna aérien 50Hz, les autres n'étant pas réalisables techniquement, notamment en raison de la problématique de résonance des CFF, n'améliorerait pas nécessairement les conditions territoriales ou de technique environnementale. Ce mécanisme de compensation doit créer un degré de liberté supplémentaire, en sus de l'application du système d'évaluation (ligne directrice 4.7) ou du facteur de coûts supplémentaires, pour permettre une extension du réseau qui tient aussi compte au mieux de la préservation de l'environnement et des principes de l'aménagement du territoire en sus des critères techniques et économiques.³¹ La prise en charge des frais par le biais du réseau de niveau 1 permet d'éviter que les clients finaux dans une certaine zone de desserte doivent supporter les coûts des mesures de compensation pour des projets dans le réseau de transport qui sont en général d'importance nationale. Le cas échéant, il est nécessaire de vérifier s'il faut fixer un plafond pour l'imputabilité des mesures de compensation. La coordination de la compensation indépendante du niveau de tension a lieu entre la société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution concernés, les cantons et les autres groupes d'intérêt dans le cadre de l'aménagement supra-local d'une région dans la procédure du plan sectoriel (phase 1; discussion quant à la région, cf. fig. 4). Les cantons associent les communes de manière appropriée. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2, 3 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.10 Autres coûts imputables des projets de réseaux

Ligne directrice:

Les coûts des mesures environnementales (mesures de reconstitution ou de remplacement) et les servitudes en lien avec la réalisation de projets de réseau sont considérés comme des coûts de projet et donc comme des coûts imputables au sens de la LApEI³².

Commentaire:

En vertu de l'art. 15, al. 1, LApEI, les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Cette disposition ne précise pas explicitement dans quelle mesure les coûts générés par des mesures environnementales impératives, mais sans lien matériel direct avec le projet de construction ou la gestion du réseau, sont imputables. A l'avenir, ces coûts doivent être considérés comme des coûts de projet entièrement imputables dans

³¹ Un mécanisme comparable est actuellement introduit aux Pays-Bas, où un plafond a été défini quant au nombre global de kilomètres de lignes aériennes à l'échelle nationale. Chaque kilomètre de ligne aérienne construit aux Pays-Bas doit être compensé ailleurs par un câblage correspondant (même à un autre niveau de tension).

³² Selon l'EICom, les coûts supplémentaires des mesures d'accompagnement relatives aux projets de construction de lignes électriques peuvent être considérés comme imputables au sens de l'art. 15, al. 1, LApEI, si les quatre critères suivants sont remplis de manière cumulative, où seule une condition (a, b ou c) du premier critère doit être respectée: 1. a) Le projet d'extension n'est pas réalisable sans mesures d'accompagnement. b) Le projet d'extension n'apporte aucun avantage supplémentaire sur le plan de la technique d'approvisionnement, ou minime, sans mesures d'accompagnement. c) La gestion sûre, performante et efficace du réseau est améliorée de manière significative par une réalisation rapide (sur la base des mesures d'accompagnement). 2. Les mesures d'accompagnement ont un rapport concret avec la construction et la gestion du réseau. 3. Le rapport entre l'avantage supplémentaire escompté et les coûts globaux du projet (projet d'extension plus les mesures d'accompagnement) est acceptable. 4. Le rapport coûts-bénéfice de la variante du projet avec des mesures d'accompagnement est dans l'ensemble supérieur à celui de la variante sans mesures d'accompagnement.



l'optique de l'examen des coûts par l'EiCom. La présente ligne directrice couvre les domaines suivants:

- a) *Mesures de reconstitution ou de remplacement selon la législation sur la protection de l'environnement:*
Chaque intervention dans des paysages protégés, des biotopes ou en forêt doit être compensée par des mesures de reconstitution ou de remplacement appropriées. L'ampleur de l'atteinte portée à un objectif de protection précis est évaluée par les autorités compétentes (y c. la Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage CFNP). Les coûts liés à ces mesures qui se justifient par des dispositions environnementales comptent parmi les coûts de projet imputables.
- b) *Coûts pour les servitudes requises:*
Tandis que certaines des servitudes requises peuvent être consenties de gré à gré (c.-à-d. par un contrat entre le propriétaire foncier et le propriétaire de la ligne), d'autres nécessitent une expropriation. Dans les deux cas, une indemnisation doit être versée pour la limitation des droits de propriété. Si la servitude est accordée de gré à gré au moyen d'un contrat de servitude, les personnes impliquées s'entendent aussi sur le montant de l'indemnisation. Lors de la création d'une servitude par voie d'expropriation, le montant de l'indemnisation est fixé par la Commission fédérale d'estimation. En pratique, celle-ci suit les «Normes d'indemnisation pour les lignes électriques aériennes», recommandations émises en commun par l'Association des entreprises électriques suisses (AES) et l'Union suisse des paysans (USP). Suite à ces indemnisations, l'atteinte à la propriété foncière est réputée réglée.

Cette ligne directrice reprend en partie l'axe 5 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.11 Recherche appliquée, développement et démonstration dans le domaine des réseaux (y c. « Smart Grid »)

Ligne directrice:

Les gestionnaires de réseau 50 Hz (la société nationale du réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution) peuvent faire valoir des dépenses liées à la recherche appliquée, au développement et à la démonstration (RD-D) dans une mesure à définir³³ (p. ex. une certaine part des recettes provenant de la rémunération pour l'utilisation du réseau) comme des coûts de réseau imputables. Les gestionnaires de réseau doivent fournir la preuve qu'ils rapportent les dépenses correspondantes aux activités de RD-D appliquées.

Commentaire:

De nouveaux défis se présentent aux gestionnaires de réseau 50 Hz avec la Stratégie énergétique 2050 et le développement de la production décentralisée dont l'injection fluctue en grande partie. En raison de la complexité croissante du système de production-réseaux-consommation dans son ensemble, les gestionnaires de réseau 50 Hz doivent devenir des développeurs de systèmes, en particulier dans l'optique des *réseaux intelligents* et les intégrer dans le réseau. Pour assumer ces défis dans le système global à long terme et de manière efficiente, cette ligne directrice doit fixer dans le cadre de la

³³ La recommandation «A new regulatory framework for TSO R&D in ENTSO-E countries» de l'ENTSO-E indique une valeur cible de 1% des recettes provenant de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour le montant des dépenses R&D des gestionnaires de réseau de transport. Cette valeur cible s'appuie sur le troisième paquet européen de mesures sur le marché intérieur qui prévoit des mesures incitatives appropriées en matière de recherche pour les gestionnaires de réseau (directive 2009/72/CE, art. 37.8) et sur la stratégie Europe 2020 de la Commission européenne (http://ec.europa.eu/europe2020/index_fr.htm). Cette stratégie fixe une valeur de 3% du PIB pour les dépenses de recherche afin d'augmenter les activités de recherche au sein de l'UE.



régulation des incitations pour les innovations dans le domaine du réseau 50 Hz. Elle doit donner la possibilité aux gestionnaires de réseau 50 Hz d'étudier et de tester dans leurs propres réseaux les nouvelles technologies, méthodes et applications en connaissant les données et réalités spécifiques à chaque zone de desserte. Ce faisant, les projets doivent servir aux améliorations techniques des réseaux, de leur exploitation ou de leur efficacité. Les enseignements qui en découlent doivent créer la base pour une mise en œuvre rapide et pratique des solutions trouvées afin d'accélérer l'évolution constante et ciblée vers des *réseaux intelligents*. Cette expérimentation pratique doit avoir lieu dans le cadre de la recherche appliquée et du développement et, le cas échéant, en collaboration avec les écoles polytechniques fédérales, les universités ou les hautes écoles spécialisées, des gestionnaires de réseau et d'autres institutions de l'économie, des cantons et de la Confédération axées sur la recherche. La participation à des projets de recherche internationaux doit aussi être possible pour encourager la genèse et l'échange de savoir-faire par delà les frontières (notamment dans les domaines des autoroutes de l'électricité et de l'attribution de capacités transfrontalières). Les coûts, pour les gestionnaires de réseau 50 Hz, des activités réalisées dans le cadre de leur gestion de la technologie et de l'innovation, en particulier dans le domaine des *réseaux intelligents*, et rattachées au secteur RD-D doivent être reconnus comme des coûts de réseau imputables jusqu'à un plafond qu'il s'agit de définir. Les innovations sont ainsi prises en charge par les utilisateurs dans la zone de couverture du gestionnaire de réseau, mais ils en profitent aussi. Pour permettre la recherche appliquée à l'ensemble des gestionnaires de réseau, il est nécessaire de tenir compte des importantes disparités entre eux en termes de structure, de taille et d'organisation. Afin d'effectuer néanmoins les dépenses avec efficacité au sens économique et tirer parti des enseignements, il est nécessaire de mettre à disposition les approches, méthodes et résultats des projets de recherche sous une forme accessible au public, mais en particulier aux autres gestionnaires de réseau et groupes d'intérêt. Rapport doit être fait à l'OFEN et à l'EICOM chaque année. Cette ligne directrice doit donner la possibilité aux gestionnaires de réseau d'examiner, de tester et d'utiliser notamment les techniques de mesure, d'information, de communication et de pilotage ainsi que le recours aux accumulateurs, aussi dans le cadre d'une convergence progressive des réseaux avec d'autres agents énergétiques tels que gaz, mazout et chaleur (solutions *smart grid*) en sus des mesures traditionnelles d'extension et de renforcement de réseau de telle sorte qu'à l'avenir:

- a) les installations de production puissent être intégrées de manière efficace aux réseaux tout en garantissant la sécurité du réseau (utilité interne: les solutions *smart grid* comme moyen pour maintenir un réseau efficace);
- b) les réseaux 50 Hz puissent servir à l'intégration sur le marché de producteurs décentralisés et de plate-forme pour des offres et services novateurs dans l'approvisionnement en électricité (utilité externe: les solutions *smart grid* comme fondement de marchés intelligents); et
- c) les consommateurs puissent gagner en flexibilité sans grandes restrictions d'utilisation, de manière sûre et efficace (utilité interne et externe: les solutions *smart grid* comme moyen pour maintenir un réseau efficace et comme fondement de marchés intelligents).

Pour ce qui est de la mise en œuvre d'incitations à l'innovation dans le cadre de la régulation, il existe déjà plusieurs modèles aux caractéristiques différentes à l'échelle européenne (p. ex. en Grande-Bretagne, en Italie, au Danemark et en Finlande). Ils ont en commun que les innovations sont spécifiquement encouragées dans le domaine des réseaux afin de pouvoir proposer un réseau efficace à long terme servant de base à un marché de l'électricité viable, à l'aune des nouveaux défis liés au développement des énergies renouvelables. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 1 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).



4.12 Participation, information et communication

Ligne directrice:

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

Commentaire:

Dans l'optique d'améliorer l'adhésion de la population au développement et à la transformation nécessaires des réseaux électriques (c'est-à-dire le chaînon entre production et consommation), la transparence est indispensable. Une information et une communication étendues et visant le long terme revêtent aussi une importance prépondérante. La transparence doit permettre à la population un débat actif et suffisamment informé sur les réseaux électriques. La communication ne doit pas être unilatérale, mais doit inclure les besoins de toutes les instances et personnes impliquées dans la procédure. Elle doit être mise en place à temps, les contenus et les sujets tant techniques que du domaine de l'économie énergétique doivent être cohérents et compréhensibles. L'objectif est de sensibiliser la population à l'importance des réseaux pour garantir à l'avenir l'approvisionnement en électricité et de l'inciter à prendre part à la procédure, p. ex. à l'occasion de la consultation publique relative aux projets du scénario-cadre d'économie énergétique et dans la procédure de plan sectoriel (cf. chap. 5.2 et 5.4). Il est nécessaire de former tous les acteurs impliqués dans la procédure (spécialistes, membres des autorités, responsables de la communication) pour qu'ils soient en mesure d'exposer aux profanes les faits scientifiques de manière compréhensible. Dans ce cadre, il est aussi nécessaire d'aborder l'impact éventuel des réseaux électriques sur l'homme et l'environnement. Pour que les procédures soient efficaces et transparentes, il est indispensable d'élaborer une documentation (p. ex. manuel) étendue et compréhensible, en particulier dans l'optique des exigences posées aux promoteurs de projets. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2 et 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.13 Vue d'ensemble géographique du réseau électrique suisse

Ligne directrice:

Les gestionnaires de réseau documentent leurs installations électriques sous forme de données territoriales (géodonnées) et les mettent à la disposition de l'OFEN. Celui-ci réunit ces géodonnées dans une vue d'ensemble du réseau électrique suisse et les fournit aux personnes autorisées.

Commentaire:

La disponibilité de la vue d'ensemble géographique du réseau électrique suisse constitue une base pour la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques et de la stratégie énergétique 2050. L'échange d'informations territoriales entre les gestionnaires de réseau, les autorités et le public est standardisé et institutionnalisé. Pour ce faire, l'OFEN définit l'exigence minimale posée à la documentation de concert avec les gestionnaires de réseau et la fixe sous la forme d'un modèle d'échange de données. Cela lui permet de réaliser une vue d'ensemble du réseau électrique à l'échelle nationale et de la mettre à disposition selon des autorisations d'accès qui restent à définir. La vue d'ensemble nécessaire pour coordonner l'identification des besoins et la planification des réseaux électriques est ainsi disponible. Elle est aussi à la base de la compensation des lignes aériennes indépendantes du niveau de tension. En outre, l'existence de géodonnées sur le réseau électrique contribue à la protection de l'infrastructure et à l'harmonisation avec d'autres moyens infrastructurels. Cette ligne directrice reprend en partie l'axe 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).



4.14 Optimiser le réseau avant de le renforcer ou de le développer

Ligne directrice:

Pour une extension du réseau en réponse aux besoins, les gestionnaires de réseau tiennent compte du principe suivant: optimisation du réseau avant renforcement avant extension.

Commentaire:

Ce principe veut dire qu'il faut généralement préférer une optimisation du réseau à son renforcement, lequel est à son tour prioritaire par rapport à son extension (fig. 1). Une extension du réseau électrique ne doit être envisagée qu'à la condition qu'une optimisation et, de manière subsidiaire, un renforcement du réseau ne permettent pas de garantir un réseau électrique sûr et performant. Ce principe a pour objectif d'inciter à un usage le plus économe possible du territoire, du sol et des moyens financiers et de garantir une utilisation optimale de l'infrastructure existante. L'inscription de ce principe dans la loi précise les dispositions existantes mentionnées à l'art. 8 LApEI.

Les mesures suivantes peuvent faire partie de la catégorie de l'optimisation du réseau de transport:

- élimination des goulets d'étranglement dans les sous-stations
- construction de réseaux provisoires
- construction de transformateurs (avec ou sans régulation longitudinale ou transversale) et de systèmes de transmission à courant alternatif flexibles (FACTS)
- construction d'installations de compensation d'énergie réactive (bobines, condensateurs, compensateurs statiques d'énergie réactive)
- échange de transformateurs (résistance aux courts-circuits et puissance)
- renforcement des postes de couplage (résistance aux courts-circuits et capacité de transport en courant)
- passage de 220 à 380 kV pour les lignes électriques ayant les capacités nécessaires et bénéficiant d'une autorisation
- exploitation des lignes électriques en fonction de la température, c.-à-d. permettre une capacité de transport accrue en cas de faibles températures extérieures.

Peuvent compter parmi les mesures visant à renforcer le réseau de transport:

- utilisation de la place disponible sur les pylônes électriques
- changement des conducteurs par des câbles ayant une plus grande capacité de transport en cas de surélévation par rapport au sol
- échange de lignes électriques (résistance aux courts-circuits et puissance)
- extension des postes de couplage
- utilisation de câbles conducteurs à haute température (HTLS)
- transformation de la ligne électrique, par exemple augmentation de la tension de 220 à 380 kV.

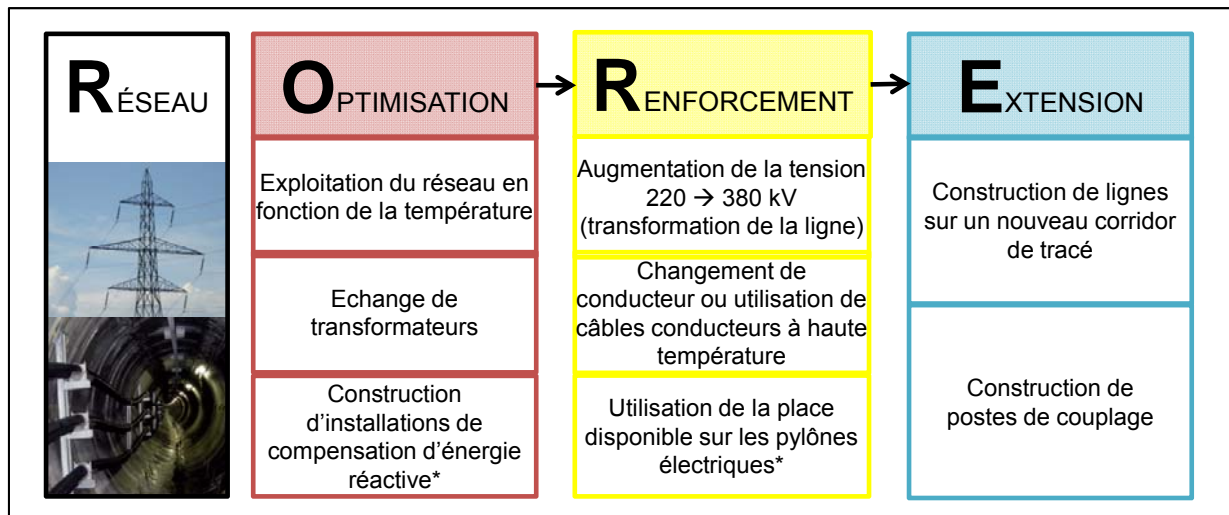
La législation sur la protection de l'environnement peut notamment limiter l'optimisation et le renforcement du réseau s'il en découle un non-respect des valeurs limites prescrites (en particulier par rapport au rayonnement non ionisant ou au bruit). Si l'optimisation et, de manière subsidiaire, le renforcement du réseau ne suffisent pas, une extension du réseau et, ainsi, l'une des mesures suivantes ou les deux peuvent entrer en ligne de compte:

- construction de lignes électriques sur un nouveau tracé
- construction de postes de couplage.

Les manœuvres de couplage (mise en ou hors service de lignes électriques et de transformateurs, modification de la configuration de jeux de barres dans les sous-stations, modification des niveaux de transformateur) et le redispatching ne tombent pas sous le coup de ce principe.



Les mesures précitées peuvent être appliquées au réseau de transport. La mise en pratique de ce principe au réseau de distribution doit encore être examinée de manière approfondie. Il est néanmoins déjà prévisible que toutes les mesures ne peuvent pas s'appliquer à ce réseau, à l'instar des câbles conducteurs à haute température. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 1, 3 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).



* D'autres mesures appartenant à ces catégories sont mentionnées dans le texte.

Figure 1: Principe d'optimisation du réseau avant renforcement avant extension avec des exemples de mise en œuvre dans le réseau de transport.

4.15 Principes techniques de planification des réseaux

Ligne directrice:

Lors de l'élaboration des plans pluriannuels, les gestionnaires de réseau doivent prendre en compte et publier les principes techniques de planification des réseaux. Au besoin, l'EiCom peut fixer des principes uniformes de planification des réseaux.

Commentaire:

En sus des lignes directrices et du scénario-cadre d'économie énergétique, la planification des réseaux doit tenir compte de principes techniques. Ces principes décrivent les conditions-cadres, le champ de l'analyse et sa méthodologie, les critères techniques d'évaluation et les mesures pour la planification des réseaux. Dans le cadre des analyses de principe réalisées pour planifier l'extension des réseaux, il est nécessaire de sélectionner des cas d'utilisation de réseau pertinents pour que le réseau soit suffisamment évalué dans l'optique de la sécurité et qu'il tienne compte des exigences en matière d'exploitation sûre et efficiente.

Les principes de la planification des réseaux couvrent notamment les domaines suivants:

- considérations liées à la sécurité du réseau (défaut monophasé, non-disponibilité d'un certain nombre de ressources);
- charge (charge de pointe, charge minimale);
- maintien de la tension;
- calcul du flux de puissance (compte tenu de la charge et de la tension maximales autorisées et des valeurs limites pour les éléments de protection);
- calcul du courant de court-circuit;



- indications sur la stabilité (stabilité transitoire et statique);
- considérations liées à la fiabilité de l'approvisionnement (p. ex. évaluation N-1 des concepts de réseaux sûrs).

Par ailleurs, les principes de planification des réseaux prennent en compte les exigences techniques déterminantes selon l'ENTSO-E, les concepts de protection, le comportement dynamique des installations raccordées au réseau et l'influence de la dynamique des réseaux.

L'application transparente des principes techniques de planification des réseaux simplifie le contrôle des plans pluriannuels par l'EiCom. L'élaboration et la planification de ces principes sont impératives au niveau du réseau de transport. Par souci d'augmenter l'efficacité liée à l'extension des réseaux, l'EiCom peut fixer des principes uniformes de planification des réseaux si nécessaire. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 1 et 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).



5 Déroulement du futur processus de développement des réseaux

La figure 2 présente une vue d'ensemble des sous-étapes, processus et institutions impliquées dans le futur développement du réseau 50 Hz. Le processus de développement des réseaux devient toujours plus concret au fil de l'axe temporel, de haut en bas. Le processus périodique d'adaptation des dispositions d'exécution (ordonnances, plan sectoriel, scénario-cadre d'économie énergétique), de l'identification des besoins et de la coordination territoriale suivent l'édiction de bases légales et de dispositions d'exécution visant à concrétiser les lignes directrices du chap. 4. Il en découle l'autorisation et la réalisation de projets concrets et, enfin, le contrôle de l'efficacité des coûts. Les nouveaux éléments du futur déroulement apparaissent dans les trois premières sous-étapes (bases légales, dispositions d'exécution et identification des besoins). Des adaptations sont en outre prévues dans le domaine de la coordination territoriale. Le déroulement de l'autorisation des projets, de l'exécution et du contrôle de l'efficacité des coûts ne change pas. L'approche progressive et transparente de même qu'une répartition claire des rôles doivent contribuer à ce que la complexité reste maîtrisable et que la coordination nécessaire entre les acteurs impliqués soit efficace. Le processus de développement du réseau de transport d'électricité des CFF (132 kV, 16,7 Hz) suit les dispositions de la législation ferroviaire. Certaines étapes de la procédure peuvent être identiques à celles du réseau 16,7 Hz.

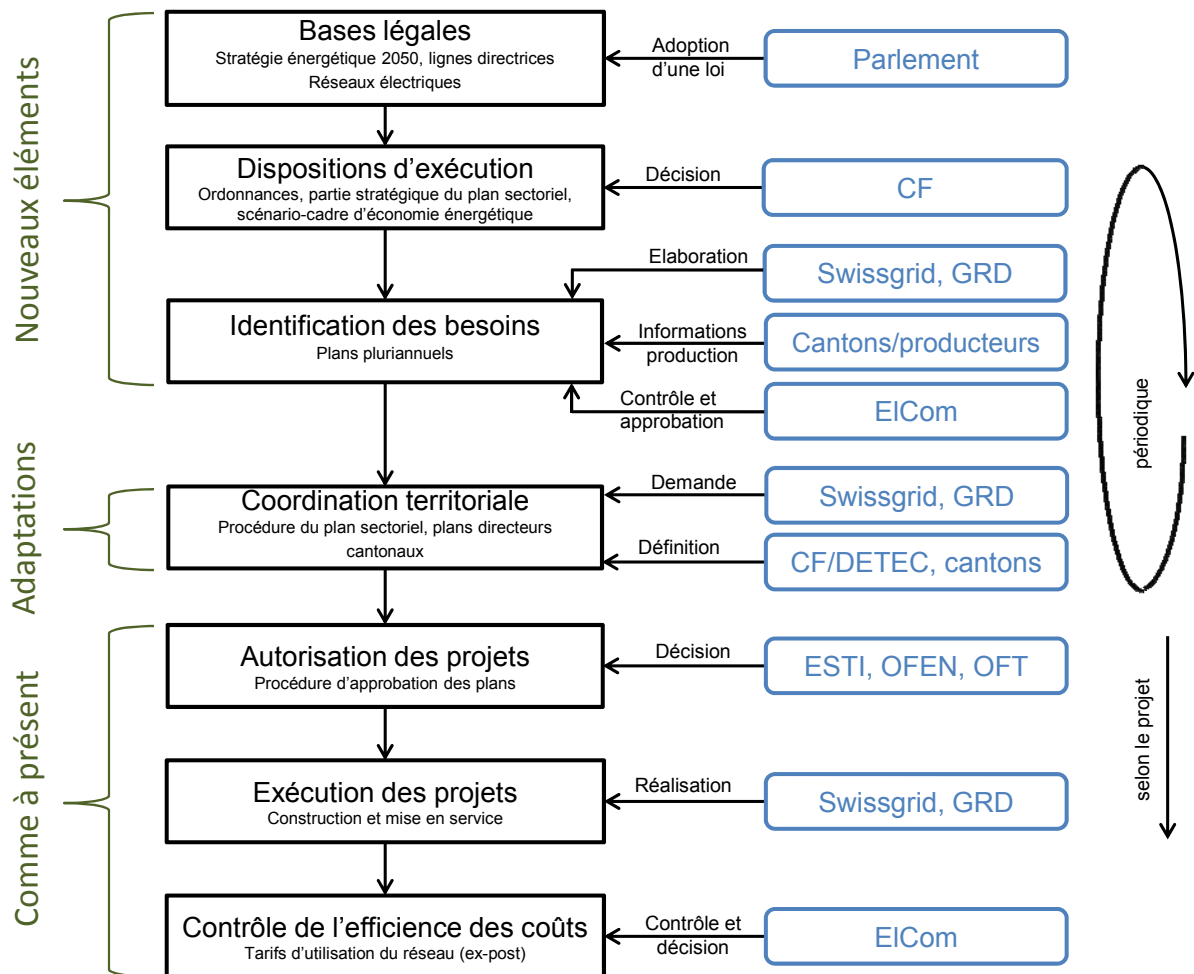


Figure 2: Vue d'ensemble des processus et des institutions impliquées dans le processus de développement du réseau 50 Hz et des lignes communes 50 Hz / 16,7 Hz. (CF: Conseil fédéral, OFT: office fédéral des transports, GRD: gestionnaires de réseau de distribution).



5.1 Sous-étape Bases légales

Les lignes directrices sont inscrites dans le droit sur la base des défis dans le domaine des réseaux électriques et de la nécessité d'améliorer les conditions-cadres (voir la première étape à la Figure 2 et les adaptations légales nécessaires au chap. 10). Ces lignes directrices décrivent notamment des dispositions fondamentales (fonctionnalité, interprétation, exigences) pour une extension des réseaux répondant aux besoins. En complément à ces lignes directrices, les compétences, rôles et tâches (droits et obligations) des différents acteurs (p. ex. gestionnaires de réseau, EICOM, ESTI, OFEN) sont consignés dans le processus de développement de réseau. Il est nécessaire de créer ou, si elles existent déjà, d'adapter les conditions-cadres juridiques pour la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques.

5.2 Sous-étape Dispositions d'exécution (scénario-cadre)

Dans une seconde phase (cf. Figure 2), les lignes directrices et compétences inscrites dans le droit sont mises en œuvre. Les dispositions qui en découlent sont définies par des prescriptions au niveau de l'ordonnance et dans le nouveau plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE, cf. chap. 5.4).

Un scénario-cadre se révèle une condition nécessaire au sens d'une directive comprenant des données fondamentales en termes d'économie énergétique pour la planification des réseaux. Il doit refléter des hypothèses raisonnables sur les futures évolutions en matière d'économie énergétique. La définition du scénario-cadre forme la base de l'identification subséquente des besoins dans la planification des gestionnaires de réseau. Le scénario-cadre a force obligatoire pour les autorités, c.-à-d. que les bases qu'il contient doivent donc notamment être prises en compte par l'EICOM dans ses décisions.

Les exigences posées à un scénario-cadre d'économie énergétique ont été analysées dans le cadre d'une étude réalisée par l'Agence allemande de l'énergie dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) sur mandat de l'OFEN³⁴. En collaboration avec un groupe d'accompagnement largement représentatif, elle a élaboré et concrétisé des recommandations en la matière ainsi que l'organisation des processus et des responsabilités.

La chronologie du scénario-cadre doit se fonder sur les modalités temporelles de la planification des réseaux. Partant, les scénarios à développer et, ainsi, le scénario-cadre, doivent s'étendre sur dix ans au moins. Un scénario devrait porter sur 20 ans au moins pour lui permettre d'intégrer les évolutions à long terme.

Pour ce qui est du nombre de scénarios, la conception du scénario-cadre suisse doit tenir compte de nombreux facteurs d'influence différents. Le défi consiste à identifier les principaux facteurs de l'évolution en matière d'économie énergétique et de préciser des scénarios qui soient aussi cohérents avec l'évolution européenne. Pour limiter la complexité et les frais tant dans le cadre de l'élaboration du scénario que de la modélisation subséquente des réseaux, trois scénarios nationaux sont prévus pour le scénario-cadre de la Suisse, qui doivent être combinés avec trois scénarios européens. Pour des raisons de comparabilité, l'élaboration du scénario-cadre doit s'appuyer sur les informations de l'ENTSO-E. A chaque fois que le scénario-cadre est mis au point, il faut réexaminer la combinaison de scénarios qui représente l'évolution actuelle de manière appropriée. Les scénarios doivent se distinguer suffisamment pour montrer la gamme d'évolutions possibles. La représentation d'un scénario médian principal qui décrit l'évolution la plus probable permet de révéler le développement probable des valeurs de l'économie énergétique à partir du statu quo et des objectifs actuels de la politique énergétique. Les scénarios peuvent en particulier se singulariser au niveau des différentes possibilités de développement

³⁴ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), étude «Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz», réalisée sur mandat de l'OFEN (28 mars 2013).



des énergies renouvelables à l'échelle nationale et européenne, mais il est nécessaire de tenir compte des plans d'extension des grandes centrales ainsi que des objectifs des différents pays en matière de politique climatique et environnementale.

Le scénario-cadre doit intégrer les principaux paramètres qui influent de manière déterminante sur les flux de charge et la modélisation ultérieure des réseaux. Aussi faut-il recenser, comme exigence minimale, l'évolution dans le temps des paramètres suivants en particulier: puissance installée de toutes les centrales, consommation d'électricité (consommation de courant annuelle et charge maximale annuelle), évolution du prix du CO₂ et du prix des combustibles et capacités des interconnexions. En sus de ces facteurs, il existe nombre d'autres paramètres³⁵, hypothèses et prescriptions qui doivent être donnés pour les différents modèles et qui influencent directement les résultats.

L'OFEN élabore des ébauches de scénario sur la base de la Stratégie énergétique du Conseil fédéral et des hypothèses concernant les développements en matière d'économie énergétique, en particulier les Perspectives énergétiques 2050 (cf. fig. 3). Il garantit que le cadre et les objectifs de politique énergétique sont pris en compte dans le scénario-cadre en les transférant dans des dispositions relatives à l'élaboration du scénario-cadre. La société nationale du réseau de transport élabore ensuite en détail les scénarios et le scénario-cadre en y associant les acteurs directement impliqués. Enfin, le Conseil fédéral se prononce sur le projet de scénario-cadre suite à une consultation préalable des offices et à un éventuel remaniement par l'OFEN. Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) procède alors à une consultation publique des projets de scénario. Celle-ci vise une participation transparente des acteurs impliqués et de la population à un stade précoce du processus global de développement des réseaux et renforce l'acceptation dans la perspective de l'extension nécessaire du réseau. Le scénario-cadre est éventuellement adapté à l'aune des résultats de la consultation, repasse en consultation des offices avant d'être finalement fixé par le Conseil fédéral. Puis il est intégré au PRE sous forme d'annexe afin de pouvoir documenter les bases de l'identification des besoins en amont de la procédure du plan sectoriel.

Dans l'optique d'inclure les nouvelles évolutions d'importance pour le développement des réseaux, le scénario-cadre est examiné régulièrement (tous les quatre ans), adapté au besoin, envoyé en consultation publique et redéfini. Si les conditions-cadres de l'économie énergétique changent entre-temps de manière significative, le Conseil fédéral peut prévoir un examen anticipé et une éventuelle adaptation, sur demande du DETEC. Durant la phase transitoire jusqu'à la première définition du scénario-cadre, les gestionnaires de réseau doivent se conformer directement aux scénarios et variantes des perspectives énergétiques.

³⁵ Durée de vie technique, rendement et émissions de CO₂ des centrales, pertes de réseau, utilisation de nouvelles technologies telles que «Power to Gas», câbles, taux de change, taux d'intérêt, prix des combustibles à la frontière, conception du marché de l'électricité, exigences relatives à la couverture de la charge et à la reprise d'énergies renouvelables, prescriptions et conditions légales.

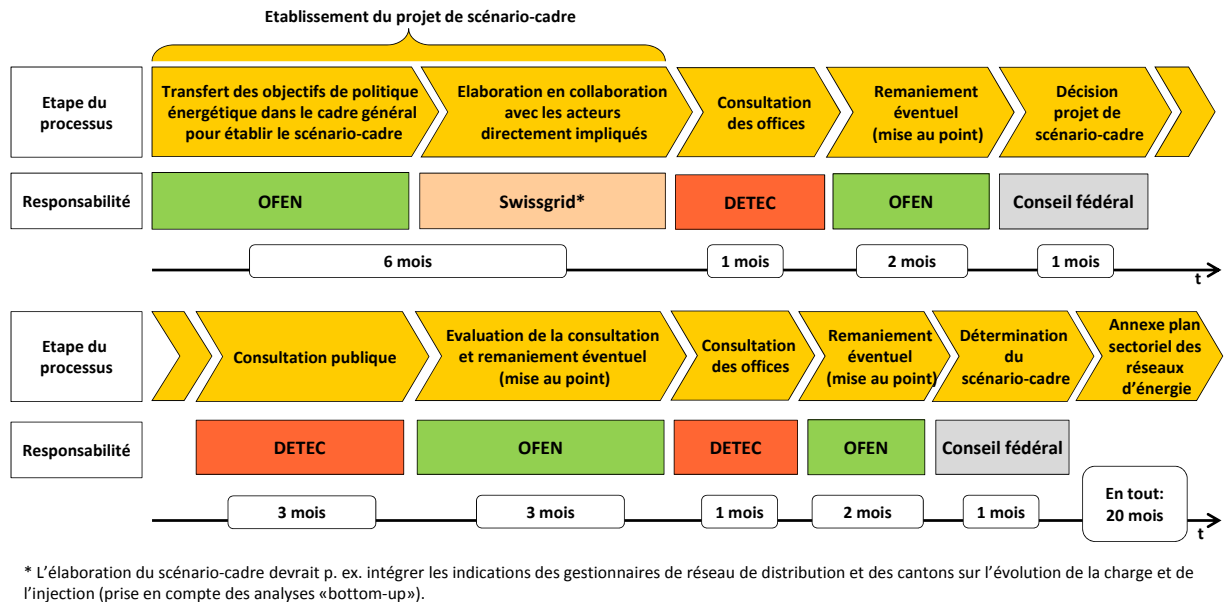


Figure 3: Processus d'élaboration, de consultation et d'adoption du scénario-cadre d'économie énergétique. Source: d'après Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), «Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz», 28 mars 2013.

5.3 Sous-étape Identification des besoins (plans pluriannuels)

La responsabilité du développement du réseau et de l'identification des besoins incombe aux gestionnaires de réseau. Les plans pluriannuels deviennent un instrument de planification pour les gestionnaires de réseau³⁶. La mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques ne prévoit aucun transfert de la compétence de planification.

Les plans pluriannuels comportent la désignation des projets, une brève description des projets et des moyens d'exploitation correspondants, le genre d'investissements (p. ex. rénovation, extension, nouvelle construction), la phase actuelle des projets, l'état de la procédure, la date prévue pour la mise en service et l'estimation des coûts de projet (investissements). De plus, la brève description comprend une justification du projet, soit la preuve de la nécessité technique et du bénéfice économique en lien avec le scénario-cadre d'économie énergétique fixé. Les plans pluriannuels montrent la contribution que fournit un projet, en particulier dans la perspective des critères visés dans les lignes directrices du chap. 4 (p. ex. garantie de la sécurité N-1, transport de la puissance de centrale, garantie de l'approvisionnement dans les réseaux de distribution régionaux, augmentation des capacités de transport transfrontalières). Les gestionnaires de réseau sont tenus d'observer l'exigence d'efficacité visée à l'art. 8 LApEI pour établir les plans pluriannuels. Le cas échéant, l'EICOM doit fixer un format standard en vue d'un déroulement efficace de l'établissement et de l'examen des plans pluriannuels.

L'obligation d'établir et de présenter des plans pluriannuels s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau ayant des moyens d'exploitation d'une tension supérieure à 36 kV (niveaux de réseau 1, 2 et

³⁶ L'utilisation des plans pluriannuels comme instrument de planification est conçue par analogie aux dispositions de la directive européenne concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (2009/72/CE), en vertu de laquelle les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de présenter chaque année à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau après consultation de tous les représentants des milieux intéressés.



3)³⁷. Outre la société nationale du réseau de transport, près de 65 gestionnaires de réseau de distribution sont concernés. Le degré de maillage élevé du réseau électrique suisse peut entraîner des surcharges et flux parallèles au niveau de réseau 3 (notamment plusieurs soutirages du réseau supérieur), raison pour laquelle il est judicieux d'intégrer le niveau de réseau 3 dans la planification pluriannuelle étendue. Cette réglementation garantit en outre que les projets de réseaux de niveau 1, 2 et 3, dont l'enjeu économique est plus important que pour les niveaux de tension inférieurs, soient systématiquement traités au moyen de l'instrument des plans pluriannuels. Bien que, pris séparément, les projets dans les réseaux de niveau 4 à 7 aient un enjeu économique moins important, la somme de ces investissements représente la part prépondérante des coûts de réseau globaux³⁸. C'est donc en particulier pour ces niveaux de réseau que le cadre de régulation doit présenter des incitations pour un développement des réseaux efficient à long terme et, parallèlement, porter sur des éléments qui favorisent l'innovation en lien avec la transformation des réseaux vers des *réseaux intelligents*. Tenir compte des niveaux de réseau 4 à 7 dans le cadre de l'instrument des plans pluriannuels impliquerait une charge administrative considérable en raison de la grande quantité de réseaux.

L'EiCom contrôle les plans pluriannuels établis par les gestionnaires de réseau avec les données initiales du scénario-cadre à l'aide des dispositions au niveau de la loi et de l'ordonnance, exige d'éventuelles adaptations et les approuve. En approuvant les plans pluriannuels, l'EiCom confirme en tout ou partie avant la phase de réalisation que les projets des niveaux de réseau 1 à 3 figurant dans les plans pluriannuels répondent à un besoin fondamental. Ce besoin effectif est évalué à l'aide de critères qui restent à définir en matière d'efficacité, de conformité aux besoins et de nécessité sur la base des résultats de la planification des réseaux conformément aux prescriptions (en particulier les lignes directrices et le scénario-cadre).

Après la réalisation des projets initialement approuvés, l'EiCom ne peut plus remettre fondamentalement en question les frais engagés, mais elle peut continuer d'estimer tout ou partie des coûts d'investissement comme étant non déterminants. En principe, le risque pour les gestionnaires de réseau que l'EiCom ordonne une baisse des tarifs lors d'un éventuel contrôle de l'efficacité en vertu des dispositions en vigueur de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) au motif qu'elle estime que la nécessité d'un ou de plusieurs projets n'est pas donnée, diminue grâce à cet examen préalable des besoins dans les plans pluriannuels. Cette solution permet de lever les entraves correspondantes à l'investissement. Chez les gestionnaires de réseau, une telle approche n'exclut pas le risque d'investissement lié à l'évaluation de l'efficacité de la réalisation du projet dans le cadre des dispositions en vigueur de l'OApEI (cf. chap. 5.6). Néanmoins, ce risque est défendable voire souhaitable, car les gestionnaires de réseau qui opèrent dans un monopole régulé doivent avoir des incitations appropriées à l'efficacité. L'instrument de la planification pluriannuelle vise à réduire le risque de mauvais investissements et, ainsi, à contribuer à un développement des réseaux efficient à long terme.

La société nationale du réseau de transport est tenue, chaque année, de mettre à jour le plan pluriannuel pour le réseau de transport et de le transmettre à l'EiCom. Pour les plans pluriannuels des quelque 65 gestionnaires de réseau de distribution ayant des moyens d'exploitation aux niveaux de réseau 2 et 3, le contrôle et l'approbation par l'EiCom ont lieu en principe tous les trois ans. Ce rythme implique que les plans d'une vingtaine de gestionnaires de réseau de distribution doivent être examinés en moyenne

³⁷ Pour les gestionnaires de réseau de distribution qui possèdent aussi des moyens d'exploitation dans les niveaux de réseau inférieurs en plus des niveaux 2 ou 3, l'obligation d'établir des plans pluriannuels se réfère exclusivement aux niveaux de réseau 2 et 3.

³⁸ Le volume des investissements dans les réseaux de niveau inférieur est un peu plus important en raison du plus grand nombre de réseaux. Par rapport au projet individuel, les investissements dans les réseaux de niveau 1, 2 et 3 sont néanmoins de bien plus grande ampleur et, de manière générale, recèlent par conséquent des risques plus importants.



chaque année. L'EICom fixe les délais pour chacun d'eux. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent pouvoir demander un examen anticipé lié à un projet avant le délai de remise du plan à titre exceptionnel (p. ex. en cas de changements significatifs dans la planification pluriannuelle).

Les plans pluriannuels sont en principe décennaux³⁹ et actualisés chaque année dans l'esprit d'une planification continue. Il est aussi nécessaire de tenir compte des autres directives en matière de calendrier, p. ex. celles de l'ENTSO-E. De plus, les gestionnaires de réseau doivent indiquer les mesures d'extension du réseau qui doivent être réalisées à court terme et sont donc prioritaires. La société nationale du réseau de transport doit inscrire les mesures prévues à plus long terme (p. ex. 20 ans) dans son plan pluriannuel. L'horizon plus lointain doit être choisi en accord avec les développements à l'échelle européenne. Des priorités découlent de l'échelonnement des projets dans les plans pluriannuels. Les projets concrets dans le domaine des autoroutes de l'électricité (*supergrid*) doivent aussi figurer dans le plan pluriannuel de la société nationale du réseau de transport.

Pour disposer d'une base informationnelle dans l'optique d'une adaptation des conditions-cadres dans le domaine des réseaux énergétiques, le DETEC peut demander de consulter les plans pluriannuels avant leur examen par l'EICom. Les gestionnaires de réseau sont tenus de les publier après approbation afin de garantir à la population la transparence en lien avec l'extension du réseau et d'inscrire régulièrement les projets importants d'extension ou de construction du réseau 220 kV/380kV dans la conception générale du PRE.

5.4 Sous-étape Coordination territoriale

En se fondant sur les dispositions générales adoptées conformément aux lignes directrices pour le développement du réseau électrique suisse (cf. chap. 4) et le scénario-cadre approuvé par le Conseil fédéral (cf. chap. 5.2), les gestionnaires de réseau déterminent les besoins (plans pluriannuels, cf. chap. 5.3). Ces plans pluriannuels forment la situation de départ pour la coordination territoriale de l'extension du réseau avec d'autres intérêts relevant de l'aménagement du territoire. Du point de vue méthodologique, la coordination territoriale se déroule dans une prochaine étape dans le cadre d'une procédure de plan sectoriel (cf. fig. 4).

Le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE⁴⁰) doit prendre une orientation à plus long terme et supra-locale (prise en compte en régions) et devenir un plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE). Pour commencer, la stratégie se concentre sur les réseaux de transport 50 Hz dans le cadre de l'approvisionnement général en électricité. Ultérieurement, le PRE s'appliquera aux agents énergétiques de réseau (électricité, gaz, pétrole). Comme d'autres plans sectoriels, il se divisera en une conception générale et une partie comportant des fiches d'objet concrètes. La conception générale comprend les principes de planification, les principes concernant le déroulement de la procédure et la prise en compte des planifications dans les travaux conceptuels en amont (scénario-cadre et plans pluriannuels). Comme l'aborde la ligne directrice 4.5, les objectifs formulés au chap. 3.2 de l'actuel PSE doivent être repris sous une forme appropriée dans la conception générale du PRE.

Il existe un plan sectoriel obligatoire pour les lignes ayant une tension nominale égale ou supérieure à 220 kV (50 Hz) et pour les lignes 132 kV des CFF (16,7 Hz). Dans le cadre de la révision en cours de l'OPIE, il est prévu de retirer les lignes des CFF du plan sectoriel obligatoire en vertu de la LIE et de les

³⁹ L'art. 22 de la directive européenne 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité fixe aussi une période décennale pour les plans de développement de réseau établis par les gestionnaires de réseau de transport.

⁴⁰ Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) - Intégration des réseaux stratégiques de lignes de transport d'électricité de 50 Hz (approvisionnement général) et de 16,7 Hz (alimentation en courant de traction), 23 février 2009; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_473856684.pdf



soumettre au plan sectoriel des transports, partie Infrastructure rail (SIS) (cf. chap. 5.8). Une procédure de plan sectoriel est engagée pour les projets figurant dans la conception générale du PRE. Il s'agit des projets importants de développement ou de construction du réseau 220 kV/380kV. Pour les nouveaux tronçons de lignes, les petites adaptations du tracé ou des projets d'extension du réseau 220 kV/380 kV entraînant de faibles conséquences pour l'environnement, il est possible de renoncer à une procédure de plan sectoriel si le projet améliore la situation et qu'une solution peut vraisemblablement être trouvée aux conflits d'exploitation dans le cadre de la procédure d'approbation des plans (PAP). Le noyau du groupe d'accompagnement réalise ce «contrôle du plan sectoriel» (OFEN en accord avec les services compétents de la Confédération, les cantons concernés et une organisation environnementale active à l'échelle nationale). Les modifications apportées au réseau de lignes avec des niveaux de tension inférieurs sans projet commun de modification du réseau 220 kV/380 kV sont directement décidées dans la PAP sans procédure de plan sectoriel préalable⁴¹.

La future procédure du PRE vise à coordonner la planification des gestionnaires de réseau avec les planifications cantonales dans une planification supra-locale d'une région et à harmoniser les délais. Son objectif est d'intégrer au mieux l'infrastructure des réseaux dans l'aménagement du territoire et d'effectuer une pesée des intérêts qualifiée. Les cantons sont déjà intégrés dans les processus de planification des gestionnaires avant que la procédure ne soit formellement engagée pour pouvoir faire passer leurs propres planifications dans le processus de planification des gestionnaires, d'une part, et les coordonner avec les projets de construction de lignes des promoteurs, d'autre part. Cette collaboration interdisciplinaire permet de mieux regrouper les infrastructures à l'avenir sur notre petit territoire. La coopération anticipée entre les promoteurs et les cantons dans le cadre de la PRE permet aux cantons concernés de déterminer à temps s'il est nécessaire d'adapter la planification cantonale et si elle doit déjà l'être parallèlement à la procédure du plan sectoriel. Les cantons jouent aussi un rôle important dans la garantie des terrains nécessaires pour les corridors de projet, car ils doivent préserver, en dehors des zones à bâtir existantes, le corridor de projet pour les demandes des communes pour un classement en zone à bâtir. Si des zones à bâtir existantes sont affectées par un projet, il est nécessaire de tenir compte du corridor de projet en conséquence en cas de modification du règlement sur les constructions ou du règlement d'affectation et d'examiner aussi la nécessité d'adapter les planifications communales de l'utilisation du sol contraignantes pour les propriétaires fonciers dans les cas d'importance stratégique.

Sous l'angle de la procédure, ce processus de planification restructuré doit créer une sécurité en matière de législation, de planification et d'investissements. Une décision conclut chaque stade de la procédure et forme la base en vue d'approfondir et de détailler un projet. Les options ou variantes qui ne figurent pas dans la décision tombent pour la suite du projet et ne sont plus discutées.

⁴¹ Les faits décrits dans le présent paragraphe ne sont pas nouveaux et correspondent à l'état actuel de la procédure de plan sectoriel et à l'OPIE.

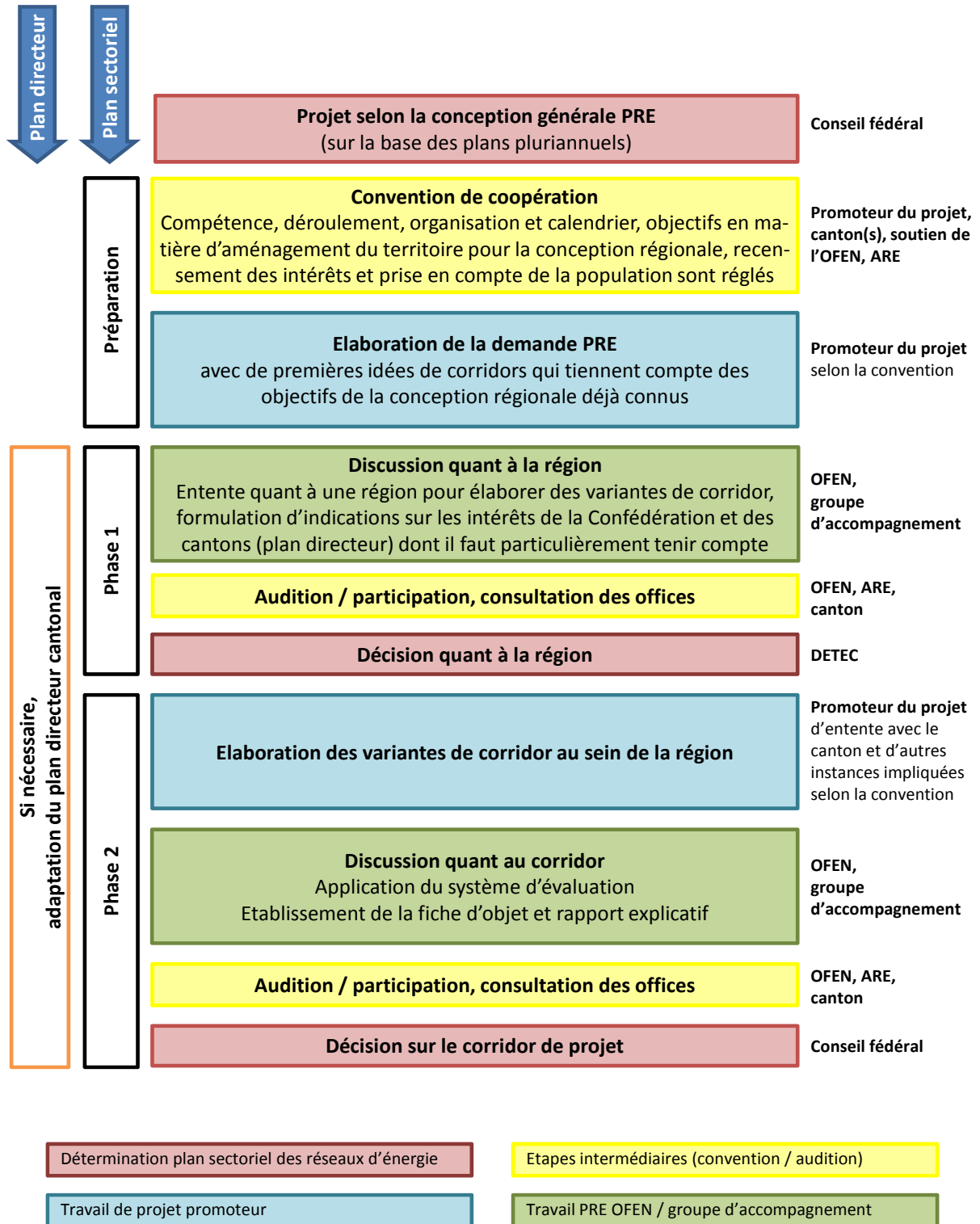


Figure 4: Vue d'ensemble des processus et des institutions impliquées dans la coordination territoriale.



Trois étapes importantes marquent le déroulement de la procédure du plan sectoriel (en rouge dans la figure 4):

1. *Détermination des projets importants de développement ou de construction du réseau 220 kV/380kV dans la conception générale du plan sectoriel:*
Les différents projets sont inscrits dans la conception générale sur la base de l'identification des besoins dans la planification pluriannuelle. Le niveau de tension, la capacité ainsi que les points de départ et d'arrivée des différents projets de ligne électrique sont fixés. Le Conseil fédéral est l'autorité de décision.
2. *Décision quant à la région:*
Le groupe d'accompagnement (Confédération, cantons concernés, promoteur de projet et organisations environnementales intéressées) cherche à établir et à définir une région au sein de laquelle le promoteur peut examiner de possibles variantes de corridor pour un projet donné. Les principaux conflits d'intérêts et les conditions-cadres à respecter pour l'élaboration des variantes sont consignés dans la décision quant à la région. Celle-ci incombe au Conseil fédéral, le cas échéant au DETEC.
3. *Décision quant au corridor de projet:*
Le promoteur de projet élabore les variantes de corridor possibles dans la région déterminée à l'intention de l'autorité directrice et du groupe d'accompagnement. Celui-ci procède à l'appréciation des variantes proposées à l'aide du système d'évaluation des lignes de transport. Le(s) canton(s), les communes concernées et les groupes d'intérêt sont consultés une nouvelle fois avant la décision quant au corridor de projet. Celle-ci porte sur la détermination d'un corridor à disposition pour la planification détaillée et sur la décision concernant la technologie à utiliser (câble ou ligne aérienne). En outre, des instructions relatives à la suite de la planification sont données si nécessaire.

La nouvelle procédure du plan sectoriel, avec une orientation supra-locale et à long terme, est mise en œuvre en deux phases à l'aune de ces trois jalons. Une phase préparatoire précède la procédure formelle du plan sectoriel. C'est un élément important qui est aussi représenté à la figure 4.

Préparation: convention de coopération et élaboration de la demande PRE

- En intégrant les projets importants de développement ou nouveaux du réseau 220 kV/380kV dans la conception générale du plan sectoriel, le Conseil fédéral a créé la base ou le mandat pour la coordination et la concrétisation territoriale subséquentes.
- Dans l'optique de la réalisation d'un projet inscrit dans la conception générale du plan sectoriel, le promoteur du projet et le(s) canton(s) conviennent ensemble des objectifs, des compétences, des processus, de l'organisation et du calendrier pour l'élaboration des variantes de corridor possibles (convention de coopération comme base formelle du processus de planification). Cette convention règle en particulier la coopération entre le promoteur de projet et le(s) canton(s) pour le processus de planification jusqu'au lancement formel de la procédure du plan sectoriel, la prise en compte des communes dans ce processus et les conditions-cadres en matière d'aménagement du territoire pour la détermination d'une région. La planification de projet n'est pas un processus régi par le droit fédéral, aussi les autorités fédérales ne sont-elles pas partie prenante à cette convention de coopération. Elles soutiennent néanmoins les parties dans l'élaboration de la convention en organisant et en coordonnant le processus sur demande, en l'accompagnant sur le plan logistique et administratif et en mettant à disposition les bases nécessaires.



- D'un point de vue matériel, le promoteur du projet élabore ensuite dans un premier temps les bases pour une demande dans le cadre du plan sectoriel, conformément à la convention. Il s'en tient sur le fond aux dispositions du réseau stratégique, aux objectifs d'aménagement du territoire définis dans la convention de coopération pour la conception régionale (p. ex. concentration de certaines infrastructures, mesures préconisées pour la compensation des intérêts et des charges, etc.) ainsi qu'au déroulement et aux compétences précisées dans la convention de coopération. Une fois ces documents disponibles, le promoteur du projet entame la procédure du plan sectoriel en déposant formellement la demande auprès de l'OFEN.

Remarques:

La nouvelle convention de coopération est un élément formel qui met en évidence l'importance majeure de la collaboration avec les cantons et règle parallèlement la coopération de manière structurée et contraignante.

Phase 1: discussion et décision quant à la région

- L'OFEN ouvre la procédure du plan sectoriel et désigne un groupe d'accompagnement pour le projet concret. Il organise et dirige la discussion dans ce groupe d'accompagnement dans la perspective de spécifier une région au sein de laquelle les variantes de corridor peuvent être évaluées dans la phase 2.
- La recommandation du groupe d'accompagnement sur une région pour élaborer les variantes de corridor est consignée par l'OFEN, mise en consultation des offices et soumise aux cantons concernés pour audition. Elle peut comporter des instructions concrètes au promoteur du projet ou à un canton pour la phase 2. Le DETEC ou le Conseil fédéral détermine la région et ordonne d'éventuelles instructions relatives à la planification.

Remarques:

L'objectif de la phase 1 est une première coordination territoriale approximative qui est soutenue par les membres du groupe d'accompagnement et le canton concerné et qui donne de premières indications ou instructions au promoteur pour élaborer les variantes de corridor possibles. Cette phase porte principalement sur les aspects de la coordination territoriale. La participation des autorités techniques compétentes, des cantons concernés et de la Confédération dans le cadre du groupe d'accompagnement garantit la prise en compte des autres intérêts publics. La région doit laisser suffisamment de libertés au promoteur afin d'élaborer, à l'aide de différentes technologies, plusieurs variantes de corridor dans la phase 2. En outre, cette décision intermédiaire formalise l'instruction à l'intention du promoteur de projet concernant ce dont il doit tenir compte en élaborant les variantes de corridor du point de vue des intérêts publics.

Phase 2: discussion de la variante et décision quant au corridor de projet

- Après la décision quant à la région, le promoteur établit les variantes de corridor possibles pour la réalisation du projet, qui tiennent compte des objectifs et du développement visé pour cette région.
- Les variantes de corridor élaborées par le promoteur sont discutées au sein du groupe d'accompagnement et appréciées à l'aide du système d'évaluation des lignes de transport. Tous les aspects déterminants pour la décision sont examinés en l'espèce, y compris les problématiques découlant de la LApEI. Le résultat de ces discussions constitue une proposition pour un corridor de projet et pour la technologie de transport.



- Sur la base de la recommandation du groupe d'accompagnement, l'OFEN élabore un descriptif et un rapport explicatif pour la détermination du corridor par le Conseil fédéral et lance les procédures prévues de participation, d'audition et de consultation.
- La procédure du plan sectoriel s'achève par la détermination du corridor par le Conseil fédéral ou, dans certains cas, par le DETEC.

Remarques:

La phase 2 vise à évaluer les variantes de corridor dans une région définie et de les réduire, dans le cadre d'un processus d'affinement, à un seul corridor de projet⁴² qui satisfait à la fois aux objectifs de la région et aux exigences découlant de l'identification des besoins et qui, parallèlement, tient compte au mieux des autres intérêts publics déterminants. La décision relative à la technologie (ligne aérienne, câblage, câblage partiel) y est liée. La coordination territoriale devrait correspondre au stade d'une coordination réglée. A titre exceptionnel, pour de courts tronçons clairement désignés, des instructions sont consignées pour la suite de la planification et ces tronçons sont définis dans la coordination en cours. Le corridor de projet est le résultat territorial du processus de plan sectoriel.

Une fois le corridor défini dans le plan sectoriel, le projet détaillé peut être élaboré, puis la procédure d'approbation des plans peut être lancée pour le projet concret auprès de l'autorité technique compétente (cf. chap. 5.5).

La structuration de l'ensemble de la procédure du plan sectoriel en deux phases suivies d'une décision et la définition claire des compétences dans les différentes étapes entraînent un déroulement plus efficace du processus. Dans l'ensemble, la durée de la procédure du côté des autorités (sans compter le temps pour l'élaboration des variantes de corridor détaillées par le promoteur suite à la coordination en cours) ne doit pas dépasser une année. En outre, la prise en compte des intérêts des communes à un stade précoce par les cantons et la discussion finale des variantes pour le tracé du corridor dans la procédure du plan sectoriel décharge considérablement la PAP. Cette dernière⁴³ doit garantir au premier chef que le projet de détail respecte les dispositions légales et inclut les propriétaires de terrain concernés.

Comme décrit ci-avant, le système d'évaluation des lignes de transport est appliqué dans la procédure du plan sectoriel. Les résultats ainsi obtenus servent notamment à répondre à la question du choix entre ligne aérienne et ligne souterraine⁴⁴. Pour cette raison, l'EICOM est aussi associée à l'application du système d'évaluation des lignes de transport. Le promoteur du projet doit fournir des indications détaillées sur les coûts du projet lors du dépôt de la demande PRE et dans le cadre de la discussion de la variante conformément aux paramètres donnés par l'EICOM. Ces indications sont ensuite intégrées dans l'évaluation globale et la pesée des intérêts. L'application du système d'évaluation a pour objectif d'arriver à des décisions motivées, équilibrées et donc compréhensibles pour d'éventuels recourants et tribunaux dans la procédure d'approbation des plans subséquente grâce à une prise en compte appro-

⁴² Le corridor de projet est l'espace délimité pour la planification d'une ligne au niveau de réseau 1 qui est à disposition pour l'optimisation d'un projet de ligne dans le cadre de la PAP (cf. chap. 3.2.3.3 PSE). Il dépasse par conséquent nettement la largeur du corridor qui accueille la ligne proprement dite pour la plupart des tronçons.

⁴³ La procédure d'approbation des plans est une procédure d'autorisation des plans de détail déposés. De par sa conception, elle ne laisse en principe pas de place à la discussion des variantes, car celle-ci nécessiterait régulièrement le remaniement des plans soumis à approbation.

⁴⁴ En raison de la problématique de la résonance, les câblages ne sont guère possibles dans le réseau électrique des CFF, ce qui implique, en lien avec l'applicabilité du système d'évaluation des lignes de transport, que l'évaluation de plusieurs variantes de corridor pour les projets des CFF porte sur des lignes aériennes.



priée des intérêts de l'aménagement du territoire, de la préservation de l'environnement, de la technique et de la rentabilité. C'est aussi une contribution à l'accélération des PAP, étant donné que la discussion des variantes a déjà eu lieu et que par conséquent une étude approfondie subséquente n'est plus nécessaire.

Pour les projets au niveau haute tension (niveau de réseau 3), qui ne sont pas soumis au plan sectoriel obligatoire, la question du choix entre ligne aérienne et ligne souterraine se pose dans de nombreux cas. La procédure applicable dans ces cas est décrite dans la ligne directrice 4.8.

5.5 Sous-étape Autorisation et exécution des projets

Des plans pluriannuels des gestionnaires de réseau et de la détermination des corridors dans le PRE (cf. chap. 5.4) découlent des projets qui doivent être élaborés et planifiés en détail par les promoteurs et autorisés par l'ESTI ou l'OFEN dans le cadre de la PAP, comme c'est aujourd'hui déjà le cas. Au cours de la PAP, aucune modification fondamentale n'est donc prévue. Les mesures visant à raccourcir la durée de cette procédure sont décrites au chap. 6 et leur mise en œuvre est en partie déjà prévue dans le cadre d'une révision de l'OPIE. L'exécution du projet (construction et mise en service) peut débuter après l'octroi de l'autorisation. Il est nécessaire de contrôler s'il faut fixer aux promoteurs du projet des délais contraignants pour le dépôt d'une demande d'approbation des plans.

5.6 Sous-étape Contrôle de l'efficacité des coûts

Dans le cadre de l'identification des besoins, l'approbation des plans pluriannuels par l'EiCom offre déjà une confirmation de la nécessité des projets avant leur réalisation. Le contrôle de l'efficacité des coûts lors de la mise en œuvre de la planification pluriannuelle continue de se dérouler conformément aux réglementations de la LApEI et de l'OApEI. Le risque de baisses de tarif que l'EiCom peut décider *ex post* garantit l'incitation à viser l'efficacité du développement.

5.7 Spécification des réseaux électriques d'importance nationale

Le Conseil fédéral spécifiera les installations électriques des niveaux de réseau 1 à 3 qui sont d'un intérêt national équivalent ou supérieur au sens de l'art. 6, al. 2, LPN dans une procédure législative distincte, en principe indépendamment du et donc parallèlement au processus de développement des réseaux visé aux ch. 5.3 à 5.5 ci-avant. Pour ce faire, il est néanmoins judicieux qu'il se fonde sur les plans pluriannuels examinés par l'EiCom dans la limite du possible.

5.8 Réseau électrique des chemins de fer

Le processus de développement des réseaux (selon le chap. 5) s'applique pour l'essentiel aussi aux lignes électriques à haute tension des CFF, tout en sachant que les chemins de fer disposent de leurs propres bases juridiques et, par conséquent, de processus de planification et d'autorisation différents. Les CFF s'appuieront aussi sur les lignes directrices proposées pour leur planification dans la mesure où elles revêtent une importance pour les installations ferroviaires. La planification du réseau 16,7 Hz devra aussi être consignée dans les plans pluriannuels qui sont régulièrement contrôlés et définis dans la conception générale du plan sectoriel des transports, partie infrastructure rail (SIS).

Du point de vue de leurs conséquences en matière d'aménagement du territoire et de droit de l'environnement, les lignes 132-kV des CFF relèvent plutôt du niveau de réseau 3 (lignes 110 kV), raison pour laquelle il est proposé de ne pas les reprendre *per se* dans le PRE. Pour pouvoir représenter l'importance stratégique et garantir une pesée formelle et précoce des intérêts en cas de nouvelles constructions, il est prévu de régler les extensions dans le réseau des lignes 132 kV des CFF ayant des effets considérables sur l'aménagement du territoire et sur l'environnement selon l'art. 18, al. 5, LCdF



dans le cadre du SIS. D'un commun accord entre l'OFEN et l'Office fédéral des transports (OFT), les projets de lignes communes avec un niveau de réseau 1 (≥ 220 kV) et des lignes de transport des CFF (132 kV) doivent être soumis au PRE.

L'autorisation des installations qui servent entièrement ou principalement à l'alimentation du réseau ferroviaire (production, transformation, transport, etc.) continuera d'être délivrée par l'OFT, pour autant qu'il ne s'agisse pas d'une ligne partagée dont la plus grande partie revient à un ouvrage 50 Hz.

Dans le réseau électrique ferroviaire 16,7 Hz, le contrôle de l'efficacité des coûts pour les lignes de transport 132 kV incombe aux CFF en vertu de la convention de prestations entre la Confédération et les CFF.

6 Optimisation des procédures d'autorisation des réseaux électriques

En sus de conditions-cadres et de dispositions claires relatives à l'extension et à la transformation des réseaux (cf. chap. 4) de même que de processus et de responsabilités clairement définis dans le développement des réseaux (cf. chap.5), la rapidité des procédures d'autorisation concernant l'extension et la transformation des lignes électriques est l'une des conditions préalables à la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques dans les délais. Partant, le Conseil fédéral a chargé l'OFEN d'examiner une amélioration du déroulement des procédures d'autorisation parallèlement à l'élaboration de la stratégie. L'OFEN a par conséquent institué un groupe de travail avec les promoteurs de projets, les autorités compétentes en matière d'autorisation et les services fédéraux concernés par la construction des lignes électriques, avec lequel il a analysé la procédure existante et émis des recommandations visant à simplifier et à optimiser les procédures d'autorisation.⁴⁵ A ce sujet, on remarque que la durée des procédures dépend en grande partie aussi du comportement des personnes ou instances impliquées qui sont externes à l'administration (requérants, cantons, opposants) et que, sur ce point, elle est dans une certaine mesure fonction d'autrui.

Parmi les mesures visant à accélérer les procédures avec une influence directe sur la durée, le groupe de travail a recommandé de limiter les possibilités de recours auprès du Tribunal fédéral aux questions juridiques d'importance fondamentale dans le domaine des lignes électriques et d'introduire des délais d'ordre en termes de mise en œuvre. Ces deux propositions figurent dans le projet de Stratégie énergétique 2050 (SE 2050, annexe, ch. 1) suite à la décision du Conseil fédéral du 23 mai 2012. Les modifications légales correspondantes sont ainsi engagées. La première modification concerne l'extension du catalogue d'exceptions pour les recours irrecevables dans des affaires de droit public (nouvelle let. w à l'art. 83 de la loi sur le Tribunal fédéral). Cette extension limite l'accès au Tribunal fédéral pour les questions juridiques d'importance fondamentale en ce qui concerne l'approbation des plans des installations électriques. La seconde adaptation introduit un complément à l'actuel art. 16, al. 5, LIE et un nouvel art. 16a^{bis} LIE qui fixent des délais d'ordre pour la durée globale des procédures et qui incitent les autorités directrices et les personnes impliquées dans la procédure à régler la procédure de manière accélérée et à assumer leurs droits et obligations de participation sans délai.

Par ailleurs, toute une série d'autres mesures de mise en œuvre sont recommandées dans l'optique d'améliorer les conditions-cadres de la transformation et du développement des réseaux électriques et de simplifier (et donc d'accélérer) le déroulement des procédures d'autorisation correspondantes. Cer-

⁴⁵ En six séances réparties entre mi-mars et mi-juillet 2012, le groupe de travail Questions de droit et procédures a discuté de 77 mesures visant à accélérer la procédure et a recommandé d'en mettre en œuvre ou d'en considérer 36. Le rapport final figure sous le lien suivant: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_623156256.pdf (en allemand).



taines de ces mesures sont déjà intégrées dans les lignes directrices (cf. chap. 4) et processus (cf. chap. 5) décrits dans le présent document. Il s'agit de la planification régionale d'ensemble des infrastructures, de la reconnaissance de l'intérêt national des réseaux électriques, d'une pesée des intérêts structurée pour les projets afférents au réseau de transport, de lignes directrices relatives au câblage et de la réglementation de l'imputabilité des coûts.

Parmi les autres mesures d'optimisation des procédures d'autorisation qui doivent être concrétisées au niveau de la loi ou subir un examen approfondi en lien avec la stratégie Réseaux électriques, il y a :

- Clarifier et préciser les réglementations légales concernant la procédure du plan sectoriel et les effets d'une détermination relevant de cette procédure. Pour l'essentiel, il s'agit des points suivants:
 - collaboration entre les cantons et la Confédération dans l'élaboration et le remaniement des plans sectoriels
 - participation des communes et de particuliers à la procédure du plan sectoriel
 - effets juridiques d'une détermination relevant de la procédure du plan sectoriel (tribunaux)
 - rapport entre les plans sectoriels de la Confédération et la planification des cantons (obligation de mise en œuvre, délais, primauté, conséquences en cas de non-respect)
 - durée de validité des décisions portant sur les plans sectoriels
 - moment déterminant pour la teneur d'une coordination réglée
 - précision des exigences relatives à un recours dans la PAP: les installations électriques, notamment les lignes électriques, posent des exigences particulières au droit de participation aux PAP. A l'exception des propriétaires dont le bien-fonds est concrètement sollicité, seules les personnes pouvant justifier des conséquences indirectes d'une ligne électrique ont en principe qualité pour recourir (art. 6 en liaison avec l'art. 48 de la loi sur la procédure administrative [PA]; RS 172.021). L'expérience montre que nombre d'oppositions à des projets de lignes électriques ne sont pas motivées par un intérêt personnel direct, mais par un intérêt général prépondérant pour la protection de l'environnement et du paysage ou un malaise général à l'égard des lignes électriques. De plus, l'utilité d'une ligne n'est que très rarement directement perceptible pour les particuliers. En règle générale, les installations électriques, quand elles ne servent pas directement à l'approvisionnement énergétique, sont seulement ressenties comme des éléments perturbateurs, voire comme une menace. Pourtant, l'autorité menant la procédure doit examiner et se prononcer sur le droit d'opposition, même si cette décision est à son tour sujette à recours. Dans cette situation, des conditions-cadres légales plus claires pour la procédure d'opposition seraient un soulagement pour toutes les parties impliquées: pour les personnes concernées / intéressées, il serait clair d'emblée si un recours est recevable, les autorités directrices ne devraient pas traiter des oppositions inadmissibles ou injustifiées et les tribunaux seraient déchargés de recours concernant la qualité pour agir dans les procédures d'opposition. En dernière instance, cette solution accélérerait les procédures sans restriction des droits de participation. Concrètement, il s'agit de définir en détail le cercle des personnes ayant qualité à recourir.
- Préciser les exigences formelles en matière d'opposition et de recours (obligation de motivation, aucune opposition à l'aide d'un formulaire, représentation pour les listes de signatures, obligation de signature, etc.).
- Adapter les compétences dans la PAP: la réglementation actuelle a largement fait ses preuves. Ainsi, les demandes d'approbation des plans d'installations électriques sont déposées auprès



de l'ESTI et ne sont transmises à l'OFEN que si l'ESTI ne trouve pas de solution consensuelle. En principe, il n'y a pas lieu de modifier cette réglementation des compétences. La seule compétence de l'ESTI ou de l'OFEN pour l'ensemble des approbations des plans n'entre pas en ligne de compte pour différentes raisons. Comme, dans la procédure coordonnée, la décision porte sur l'approbation des plans et sur une éventuelle expropriation, l'ESTI serait donc aussi une autorité d'expropriation, en tant qu'organisation de droit privé chargée de tâches d'exécution. Cette solution ne serait pas acceptée. Si les approbations des plans relevaient de la seule compétence de l'OFEN, celui-ci devrait engager du personnel pour traiter les milliers de demandes par an. Cette variante alourdirait inutilement l'administration. Aucune de ces solutions ne permettrait de gagner du temps dans le cadre des PAP. Les procédures et délais déterminants doivent être observés par chaque autorité. Le cas échéant, il serait possible d'examiner si la seule compétence de l'OFEN pour les projets appartenant au niveau de réseau 1 permettrait d'accélérer la réalisation de ces projets de manière significative. La décision concernant la qualité à recourir peut être confiée à l'ESTI, en particulier si les conditions pour faire opposition sont précisées (voir ci-dessus). Il faut en outre examiner si un coordinateur de procédure peut accélérer le déroulement de la procédure, et dans quelle mesure.

- Concrétiser les conditions-cadres de l'autorisation d'installations électriques dans le domaine du droit de l'environnement: la législation en vigueur sur l'environnement comporte à plusieurs reprises des notions juridiques imprécises qui sont en partie concrétisées au niveau de l'ordonnance, mais laissent une marge d'appréciation aux autorités d'exécution. Des précisions en la matière pourraient accélérer les procédures si elles facilitent l'appréciation et rendent son examen par un tribunal superflu. Dans ce domaine, il est principalement nécessaire d'examiner les disparités de l'effet protecteur des zones protégées à l'échelon fédéral, cantonal et communal, l'importance du principe de causalité (art. 2 LPE) pour les installations électriques ou l'étendue du principe de précaution (art. 11 LPE) en la matière. Les tâches de la CFNP et sa participation aux procédures d'autorisation d'infrastructures avec des services spécialisés à l'échelle fédérale et cantonale, à l'aune de l'organisation moderne de l'administration, font l'objet d'interventions parlementaires (12.3069 motion Groupe libéral-radical, 12.402 initiative parlementaire Eder, 12.3319 interpellation Bischof).

Indépendamment de la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques, une adaptation de l'OPIE au niveau de l'ordonnance permet déjà de concrétiser plusieurs mesures:

- Renoncer à engager une procédure de plan sectoriel pour les lignes de transport d'électricité des CFF: pour les lignes des CFF, aussi à un niveau de tension de 132 kV, aucune procédure de plan sectoriel n'est engagée si elles ne sont pas prévues comme ligne partagée avec une ligne 220/380 kV à 50 Hz.
- Définir des critères plus flexibles pour renoncer à une procédure de PSE: il faut renoncer à une procédure de plan sectoriel s'il n'existe aucune véritable alternative pour le tracé, p. ex. en cas de raccordement de sous-stations et de stations, de lignes de quelques kilomètres, de la transformation de lignes existantes ou d'autres projets similaires.
- Faire la distinction entre entretien et modification d'une installation dans la LIE: pour l'heure, les travaux d'entretien sont souvent taxés de modification d'une installation et nécessitent une PAP. Il faut donc fixer dans la loi ce qui est réputé entretien et ne requiert aucune approbation des plans.
- Réduire le délai supplémentaire pour une prise de position de l'OFEV.
- Autoriser la mise en chantier immédiate des petites installations électriques suite au prononcé de la décision d'approbation des plans si le projet n'a suscité aucune opposition.



L'OFEN a publié un guide (en allemand) consacré à l'augmentation de la tension («Leitfaden Spannungserhöhung»⁴⁶) en lien avec les transformations, l'augmentation de la tension ou de la capacité et le remplacement d'installations sur des tracés existants. Ce guide satisfait déjà à la demande de simplification et d'accélération de tels projets. D'autres mesures législatives ne sont pas nécessaires dans ce cadre.

A l'échelon inférieur de mise en œuvre, d'autres possibilités d'optimisation des procédures ont été discutées, qu'il s'agit de concrétiser au niveau de l'organisation ou au sein de l'administration. Le DETEC voire l'OFEN en sont directement chargés.

Il s'agit d'intégrer et d'approfondir d'autres résultats et propositions d'optimisation des procédures dans le projet de stratégie Réseaux électriques qui sera soumis à la consultation.

7 Conséquences sur le déroulement et la durée des procédures

La division du processus de développement des réseaux en sous-étapes transparentes et une définition claire des compétences doivent permettre d'aborder au mieux la complexité du processus global et d'assurer la coordination nécessaire entre les acteurs impliqués de manière efficiente. La mise en œuvre des propositions visées aux chap. 4 (Lignes directrices), 5 (Déroulement du futur processus de développement des réseaux) et 6 (Optimisation des procédures d'autorisation des réseaux électriques) aura un impact positif sur le déroulement et la durée des procédures.

La planification et l'extension des réseaux électriques se déroulent à ce jour sur la base des besoins définis par les différents gestionnaires de réseau de leur propre point de vue. Il n'existe pas d'étude pour l'ensemble de la Suisse, la création des réseaux partiels n'étant pas suffisamment coordonnée. En conséquence, les projets sont réalisés selon des priorités et des calendriers différents. Elaborer et fixer (sur le plan politique) au préalable un cadre général pour le développement des réseaux (objectifs de la politique énergétique, scénario-cadre, planification pluriannuelle) permettra une gestion de projet efficace et ciblée dans l'optique de l'extension et de la transformation des réseaux électriques. Dorénavant, le promoteur doit élaborer son projet de manière transparente et selon des critères clairs et uniformes avant d'engager formellement une procédure d'autorisation. Cette transparence et la prise en compte des cantons concernés ainsi que, dans la limite du possible et du raisonnable, de la population amèneront une plus grande efficacité et une accélération des procédures formelles de plan sectoriel et d'approbation des plans subséquentes. Et ce, qu'il s'agisse de la construction d'une nouvelle installation, de l'extension ou de la transformation d'une installation existante. Comme les décisions d'approbation des plans reposent sur des bases et processus clairs et documentés, cela réduit le risque de procédures de recours ou de renvois par les tribunaux pour investigations supplémentaires. Par ailleurs, ce processus aura une plus grande orientation stratégique (aucune considération de projet de détail). On parvient ainsi à le découpler des procédures d'autorisation subséquentes (PAP, cinquième sous-étape dans la fig. 2). Avec les améliorations présentées au chap. 6 concernant les bases juridiques régissant le déroulement des procédures, la réalisation de projets de construction de lignes électriques devient nettement plus rapide et prévisible sur l'ensemble du processus. On vise une réduction de la durée globale des procédures pour les projets de réseau controversés.

La procédure terminée, commence la phase de construction; elle requiert deux à trois ans pour les projets au niveau de réseau 1.

⁴⁶ Leitfaden Spannungserhöhung, Strangnachzug, Auflegen von zusätzlichen Leitungssträngen oder Auswechseln von Leitungssträngen bei bestehenden Hochspannungsleitungen vom 03. Mai 2011 (en allemand): http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_890430077.pdf.



La figure 5 met en parallèle une estimation du déroulement de la procédure selon la pratique actuelle et après l'entrée en vigueur des mesures proposées. Dans la procédure actuelle, pour rappel, il était impératif de débattre de la nécessité d'une ligne et de son intégration territoriale générale dans la phase du PSE et ce, sans bases de planification contraignantes. Dans la phase d'approbation des plans, il fallait donc parfois rattraper des travaux fondamentaux relevant du plan sectoriel, parfois élaborer ou approfondir de nouvelles variantes. Ces travaux nécessitant beaucoup de temps et de ressources disparaîtront à l'avenir, car ils se termineront déjà, dans la nouvelle conception, avant l'engagement formel de la procédure sur la base de décisions préalables fiables (notamment des plans pluriannuels), prises dans le cadre de la coordination territoriale. Le gain de clarté concernant la gestion de projet et de transparence dans la prise de décision permet en outre d'escompter une baisse du nombre de recours à moyen terme et une diminution du risque de renvoi des décisions d'approbation des plans à l'instance inférieure pour un complément de l'examen des faits.

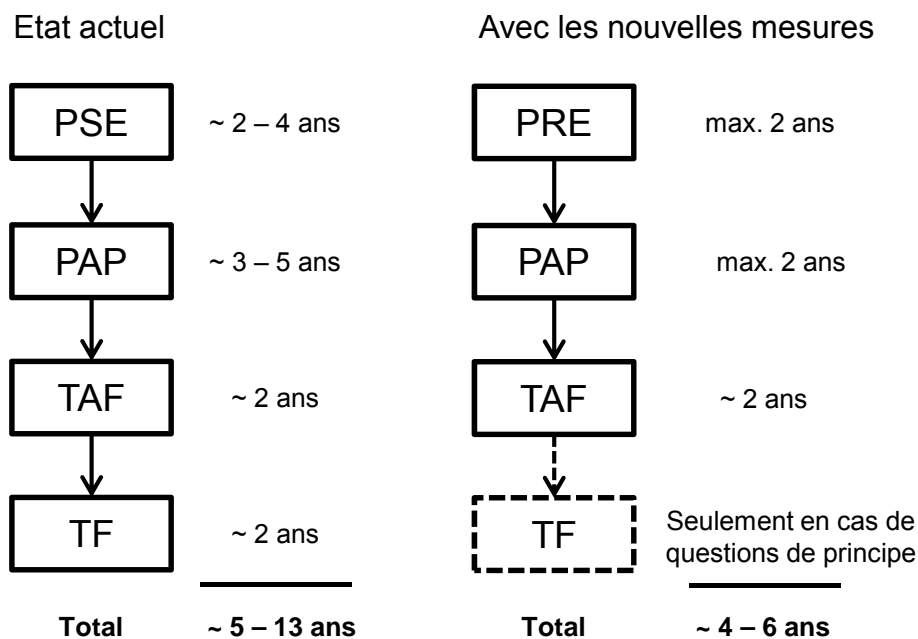


Figure 5: Déroulement de la procédure – comparaison entre l'état actuel et la situation suite à la mise en œuvre des mesures proposées pour les projets de réseau controversés.

Les phases représentées dans la figure ci-dessus se réfèrent aux sous-étapes Coordination territoriale (PSE ou PRE) et Autorisation des projets (PAP, y c. procédure judiciaire) de la Figure 2. La représentation de l'état actuel comprend le temps nécessaire pour concevoir les bases de décision a posteriori (comme l'étude d'une solution souterraine) dans les différentes étapes de la procédure. Ce travail supplémentaire disparaîtra à l'avenir, car ces bases seront déjà établies avant l'engagement formel de la procédure grâce à une élaboration de projet structurée et à une préparation de la coordination territoriale. Ces travaux supplémentaires et la phase de réalisation (3 ans) ne sont pas représentés dans la figure 5.



8 Interdépendances économiques

Le raccordement international est important d'un point de vue technique, car des capacités transfrontalières suffisantes permettent l'échange d'électricité et contribuent ainsi de manière substantielle à la sécurité de l'approvisionnement de part et d'autre. Des liens internationaux étroits sont aussi essentiels pour la Suisse d'un point de vue économique, comme l'échange international d'électricité permet d'obtenir une forte création de valeur grâce au secteur suisse de l'électricité.

Outre les aspects visés par la stratégie Réseaux électriques (p. ex. conditions-cadres et processus clairs en termes de développement des réseaux, sécurité de l'investissement accrue grâce à un examen préalable des besoins), les conditions de financement revêtent aussi une importance centrale. Des incitations économiques appropriées sont nécessaires en matière d'investissements afin de pousser concrètement à un développement et à une transformation du réseau. Dans ce contexte, le coût moyen pondéré du capital (WACC, Weighted Average Cost of Capital) a son importance, de même que des capitaux disponibles en suffisance. Dans le cadre de la révision de l'OApEI, une nouvelle méthode de calcul du WACC sera appliquée à partir de 2014. Celle-ci assurera une rémunération moyenne des capitaux en meilleure adéquation avec le marché. Les investissements indispensables dans les réseaux de distribution et de transport reposeront ainsi sur des assises plus durables qu'aujourd'hui (meilleures possibilités de planification à long terme, lissage du rendement des fonds propres au moyen d'un modèle de valeurs seuils)⁴⁷.

De nouveaux processus et conditions-cadres découlent de la stratégie Réseaux électriques. En lien avec la planification pluriannuelle des gestionnaires de réseau notamment, il est important que les nouveaux instruments et processus puissent être intégrés ou transférés dans le cadre d'une éventuelle régulation incitative. A ce jour, il a été discuté en l'espèce que pour la société nationale du réseau de transport, les coûts sont indemnisés rapidement par le biais de budgets d'investissement⁴⁸ et, pour les gestionnaires de réseau de distribution, d'un facteur d'élargissement⁴⁹ et d'une prime d'investissement forfaitaire⁵⁰. Ces instruments permettraient de prendre en compte les besoins d'investissement identifiés pour fixer les recettes admissibles des gestionnaires de réseau. En cas d'introduction d'une régulation incitative, les plans pluriannuels peuvent en principe directement être pris en compte dans le calcul du facteur d'élargissement pour une première période de régulation avec une approche de coûts pré-établis, si les plans pluriannuels déterminent les investissements au cours de cette période. Pour l'heure, une telle approche n'est pas prévue en détail. La discussion devrait être approfondie quant à ses effets incitatifs à l'égard de l'efficacité des coûts.

⁴⁷ En vertu de la modification de l'OApEI du 30 janvier 2013, le DETEC fixe pour l'année, sur la base du calcul de l'OFEN et après avoir consulté l'EiCom, le coût moyen pondéré du capital, qu'il publie sur Internet et dans la Feuille fédérale. Il fixe ce taux chaque année avant fin mars; il le fixe la première fois le 31 mars 2013 au plus tard pour l'année 2014. Le WACC résulte de l'addition de deux composantes. Il se calcule à partir de la somme du coût des fonds propres pondéré à 40% et du coût des capitaux étrangers pondéré à 60%.

⁴⁸ Par budgets d'investissement, on entend les approbations préalables pour des projets d'investissement importants au niveau de la société nationale du réseau de transport, qui sont rapidement rentables. Le plafond des recettes est augmenté de ce budget (annualisé).

⁴⁹ Le facteur d'élargissement doit garantir que les coûts liés aux investissements de capacité résultant d'une modification durable de la tâche d'approvisionnement (p. ex. surface de la région concernée ou charge maximale annuelle) du gestionnaire de réseau au cours de la période de régulation sont pris en compte lors de la détermination du plafond des recettes. C'est un facteur multiplicateur pour relever le plafond des recettes qui les adapte pendant la période de régulation selon les modifications structurelles importantes du réseau. Une adaptation de cette limite, qui définit les possibilités de recettes du gestionnaire de réseau, a déjà lieu dans une période de cinq ans, p. ex., et pas à retardement lors de la période de régulation suivante.

⁵⁰ Une prime d'investissement forfaitaire implique une contribution forfaitaire pour de nouveaux investissements en ce sens que le plafond des recettes peut être relevé de x% du volume des nouveaux investissements réalisés (p. ex. 1% en Allemagne).



Le câblage aux niveaux de réseau 3, 5 et 7 encouragé par la ligne directrice 4.8 et ainsi par un facteur de coûts supplémentaires qui reste à définir, tend à provoquer une hausse des coûts de réseau pour les niveaux concernés. Ces coûts sont collectivisés par le biais des rémunérations pour l'utilisation du réseau et répercutés sur les utilisateurs. Une étude réalisée sur mandat de l'OFEN analyse les coûts supplémentaires et quantifie leur impact sur l'évolution des rémunérations pour l'utilisation du réseau⁵¹. La hausse de ces rémunérations dépend du facteur des coûts supplémentaires pour les câblages, qui reste à définir.

L'objectif d'un développement du réseau répondant aux besoins dans les délais doit être poursuivi indépendamment de la répartition des frais. La stratégie Réseaux électriques ne prévoit donc aucune modification en lien avec l'actuel modèle de soutirage.⁵² L'injection toujours plus décentralisée dans les réseaux de distribution suscite aussi des questions dans le cadre du modèle de soutirage en lien avec la conception des tarifs de réseau. De manière générale, les réglementations légales en vigueur accordent aux gestionnaires de réseau une marge de manœuvre relativement grande en matière de tarification. L'art. 18, al. 2, OApEI exige cependant que pour les consommateurs finaux dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et qui sont raccordés à un niveau de tension inférieur à 1 kV sans mesure de puissance, le tarif d'utilisation du réseau consiste pour au moins 70% en une taxe de consommation (ct./kWh) non dégressive. La hausse de l'injection décentralisée aux niveaux de réseau inférieurs posera de plus en plus la question comment concilier à l'avenir les incitations à l'efficacité énergétique par le biais des tarifs de réseau et une tarification de réseau conforme au principe de causalité.

9 Participation et communication

La population et les personnes concernées sont associées le plus tôt possible à l'ensemble des phases. Les services fédéraux compétents, les cantons et les promoteurs de projets s'entendent entre eux. Les mesures de communication concrètes doivent encore être mises en œuvre compte tenu des prescriptions selon la ligne directrice «Participation, information et communication» (cf. chap. 4.12).

L'OFEN a institué un comité consultatif Réseaux énergétiques qui évalue la stratégie proposée sous l'angle politique et peut émettre des recommandations sur son développement. Cette instance se compose de représentants de l'économie, des sciences et de la politique.

La participation de représentants des milieux intéressés, d'associations et de la population est en particulier prévue pour la consultation du scénario-cadre d'économie énergétique. Cette consultation vise une participation transparente de la population à un stade précoce du processus de développement du réseau dans son ensemble, à même de renforcer l'acceptation de l'extension nécessaire du réseau.

⁵¹ Cf. Etude Consentec sur mandat de l'OFEN «Berechnungsmethode für einen Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie Wahl eines Mehrkostenfaktors» (en allemand, 12 avril 2013), pp. viii-xvi (Executive Summary) et 58 s.

⁵² Le thème de la répartition des frais de réseau sera traité lors de la reprise des travaux relatifs à la révision de la LApEI.



10 Nécessité d'adapter la législation pour concrétiser la stratégie Réseaux électriques

La mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques et les propositions susmentionnées concernant les lignes directrices, le déroulement du futur processus de développement des réseaux et l'optimisation des procédures d'autorisation présupposent des modifications de lois et ordonnances existantes. Cette nécessité d'adapter la législation est présentée ci-après par loi fédérale. Comme la conception des conditions-cadres, des responsabilités et des processus dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques n'est pas définitive, des modifications peuvent encore survenir en l'espèce.

10.1 Loi sur l'aménagement du territoire

La coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques avec les autres exigences relatives au territoire, notamment les autres infrastructures, l'urbanisme ou les exigences de protection abordées dans la ligne directrice 4.5 est l'objet de la planification des réseaux dans le cadre du plan sectoriel des réseaux d'énergie. Il s'est en outre avéré que des mesures s'imposaient de toute urgence pour préciser les conditions-cadres régissant le déroulement des procédures de plan sectoriel et les effets contraignants des décisions portant sur les plans sectoriels (cf. commentaire au chap. 6). Dans l'idéal, ces demandes devraient donc être inscrites dans le cadre de la seconde révision partielle de la loi sur l'aménagement du territoire (LAT). Si cela ne semble pas opportun faute de temps ou pour des raisons politiques, une adaptation correspondante de la LAT, le cas échéant une solution distincte dans la LIE, doit être envisagée dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques.

10.2 Loi sur les installations électriques

La loi sur les installations électriques (LIE) est la clé de voûte de la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques. En sus de la concrétisation de la ligne directrice 4.8 (câblage du réseau à haute tension et en dessous avec un facteur donné de coûts supplémentaires) et de la ligne directrice 4.9 (mesures de compensation des lignes aériennes s'étendant à plusieurs niveaux de tension), il s'agit principalement de fixer des mesures en lien avec l'accélération des procédures d'autorisation (cf. commentaire au chap. 6). Enfin, la LIE doit aussi être complétée par une disposition relative à l'intérêt national d'une infrastructure opérationnelle pour l'approvisionnement en électricité (par analogie aux nouveaux art. 14 et 16, al. 2, de la loi sur l'énergie proposés dans le cadre de la stratégie énergétique).

10.3 Loi sur l'approvisionnement en électricité

La loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) comprend les bases de la planification des réseaux. En font partie les dispositions concernant les compétences et déroulements pour établir régulièrement le scénario-cadre et les plans pluriannuels de même que les effets juridiques ou contraignants des déterminations correspondantes pour les parties impliquées dans la procédure (ligne directrice 4.4), les principes de planification (ligne directrice 4.1) et l'imputabilité des coûts générés en lien avec l'extension du réseau (lignes directrices 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12). Pour ce faire, il est à la fois nécessaire d'adapter des articles existants (p. ex. art. 8 et 20 LApEI) et de créer de nouvelles dispositions.



10.4 Loi sur la protection de la nature et du paysage

Les propositions formulées dans le cadre de l'élaboration de la stratégie Réseaux électriques visant à adapter la loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN), tel l'examen du rôle et des tâches de la CFNP, ont été ou sont traitées par plusieurs interventions parlementaires (p. ex. 12.3069 motion Groupe libéral-radical, 12.402 initiative parlementaire Eder, 12.3319 interpellation Bischof). La concrétisation de ces propositions, et notamment l'amélioration/accélération du dialogue entre les intérêts d'utilisation et de protection, restent néanmoins importantes pour la stratégie Réseaux électriques.

11 Effets sur le personnel et effets financiers

L'élaboration des bases légales et des dispositions d'exécution relatives à la stratégie Réseaux électriques entraîne une charge supplémentaire au niveau du personnel de l'OFEN et d'autres unités administratives. Il ne résulte pas de conséquences financières directes pour la Confédération.

La stratégie Réseaux électriques doit permettre de réaliser un réseau électrique répondant aux besoins, c'est-à-dire le plus efficient possible sur le plan économique. Les coûts liés à la planification (notamment suite à des retards) et les coûts externes (p. ex. pour la protection du paysage) doivent être réduits et ceux découlant de réseaux inutiles ou mauvais (appelés coûts irrécupérables ou *sunk costs*) doivent être évités dans la mesure du possible. Il est nécessaire d'approfondir les considérations y afférentes au besoin.