



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,
de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Division Economie

19 octobre 2012

Stratégie Réseaux électriques; projet de conception détaillée 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 que la mise en œuvre de la stratégie ne prévoie 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 et donc d'intérêt national. Les réseaux de transport et de distribution font face à des défis importants. L'intégration des énergies renouvelables décentralisées nécessite en particulier la transformation et l'extension des réseaux de distribution. De plus, le transfert de propriété du réseau de transport à Swissgrid implique une réorganisation des rôles et des responsabilités en matière de planification des réseaux. 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 l'extension 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 d'économie énergétique ancré au niveau politique. La Confédération y définit des conditions-cadres appropriées et assure le cas échéant un rôle de soutien dans la coordination des acteurs 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 garantissent 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 et la participation aux développements à l'échelle européenne, la coordination territoriale supra-locale, la pesée des intérêts pour les projets liés au réseau de transport, l'imputation des coûts supplémentaires pour les projets de réseaux et la prise en compte des nouvelles technologies (*réseaux intelligents*).

Dans la stratégie Réseaux électriques, le futur processus de planification 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 l'élaboration des plans pluriannuels, ils tiennent aussi compte des lignes directrices pour l'extension et la transformation des réseaux électriques. L'examen préalable des besoins par l'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 tous les agents énergétiques véhiculés par des conduites (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 de l'investissement accrue (confirmation préalable des besoins), une coordination territoriale optimisée avec une prise en compte anticipée des cantons 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	6
2	Nécessité d'une stratégie Réseaux électriques	7
2.1	Nécessité d'agir dans le domaine de l'extension et du développement des réseaux électriques	7
2.2	Objectifs de la stratégie Réseaux électriques	9
3	Bases légales existantes dans le domaine des réseaux électriques 50 Hz	9
3.1	Constitution	9
3.2	Loi	9
3.3	Ordonnance	10
3.4	Evaluation des bases légales existantes	10
4	Lignes directrices relatives à l'extension et à la transformation des réseaux 50 Hz	11
4.1	Approvisionnement intérieur	11
4.2	Raccordement international	12
4.3	Autoroutes de l'électricité (<i>supergrid</i>)	12
4.4	Coordination pour l'identification des besoins	13
4.5	Coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques et aménagement du territoire	14
4.6	Réseaux de transport d'importance nationale	14
4.7	Pesée des intérêts pour les projets de réseaux de transport (niveau 1)	15
4.8	Câblage du réseau à haute tension (niveau 3)	15
4.9	Compensation des lignes aériennes s'étendant à plusieurs niveaux de tension	16
4.10	Coûts supplémentaires imputables des projets de réseaux	16
4.11	Recherche, développement et démonstration dans le domaine des réseaux (y c. « <i>Smart Grid</i> ») ..	18
4.12	Participation et communication	19
5	Déroulement du futur processus de planification des réseaux	20
5.1	Groupe de travail Réseaux énergétiques (GT Réseaux énergétiques)	21
5.2	Sous-étape Bases légales	21
5.3	Sous-étape Dispositions d'exécution	21
5.4	Sous-étape Identification des besoins (plans pluriannuels)	22
5.5	Sous-étape Coordination territoriale	25



5.6	Sous-étape Autorisation et exécution des projets.....	29
5.7	Sous-étape Contrôle de l'efficacité des coûts.....	30
6	Optimisation des procédures d'autorisation des réseaux électriques.....	30
7	Conséquences sur le déroulement et la durée des procédures.....	32
8	Interdépendances économiques.....	33
9	Participation, mesures de communication.....	34
10	Nécessité d'adapter la législation pour concrétiser la stratégie Réseaux électriques.....	35
10.1	Loi sur l'aménagement du territoire (LAT).....	35
10.2	Loi concernant les installations électriques à faible et à fort courant (LIE).....	35
10.3	Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI).....	36
10.4	Loi sur la protection de la nature et du paysage (LPN).....	37
11	Effets sur le personnel et effets financiers.....	37
12	Prochaines étapes.....	38



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 à l'extension 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 infrastructurel 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 d'extension 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 la planification des réseaux. A cette fin, il convient d'adopter des lignes directrices qui précisent les directives de base relatives à la transformation et à l'extension des réseaux électriques.

A l'avenir aussi, il sera nécessaire de maintenir la répartition des tâches entre l'Etat et l'économie dans l'approvisionnement énergétique (c.-à-d. la subsidiarité). 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 la planification 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 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 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 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, Swissgrid) surveille la charge du réseau de transport au moyen du contrôle de sécurité N-1 (simulation de défaillance de différents éléments du réseau). Une charge N-1 de 100% est définie comme valeur limite, les valeurs supérieures sont classées comme «atteinte N-1». Swissgrid 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.



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 aux dimensions suffisantes, 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 distribution de manière suffisante et sûre. 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 centrales.
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 Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution au niveau régional doivent être aménagés en conséquence. La coordination entre Swissgrid 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 avoir des dimensions suffisantes et être développés progressivement en *réseaux intelligents*. Un recours accru aux techniques de mesure, d'information, de communication et de contrôle dans les réseaux de distribution – aussi dans l'optique des consommateurs finaux – est nécessaire pour intégrer de nombreuses injections décentralisées de manière efficiente et sans incidence négative sur la sécurité de l'approvisionnement.
5. L'extension 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 de courant ferroviaire des 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 agrandissent des centrales hydrauliques en ajoutant, en fonction des possibilités et de la rentabilité, une accumulation par pompage et un raccordement au réseau 50 Hz. En conséquence, ils renforcent le couplage du réseau de courant ferroviaire au réseau 50 Hz par le biais de convertisseurs de fréquence.⁴

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)

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

⁴ En outre, huit projets de lignes de transport d'électricité en anneau sont prévus (dont deux sont en cours de réalisation). Ils établissent la redondance nécessaire à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation du courant 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).



- 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 de réaliser 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).

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'infrastructures⁵ porte sur des objectifs de développement durable aux plans économique, écologique et social. Pour ce faire, elle définit les cinq axes suivants:

- Axe 1: Garantir la capacité des réseaux d'infrastructure nationaux⁶
- 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. Les réseaux 50 Hz, au niveau des réseaux de transport et de distribution, 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»⁷). 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

⁵ 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».

⁶ 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.

⁷ 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



paiements compensatoires) et en partie au manque de propositions de projets concrets de la part des entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) – notamment en raison des incertitudes actuellement liées au transfert de propriété du réseau de transport 50 Hz à Swissgrid au 1^{er} janvier 2013. La séparation du réseau et de la production d'électricité due à la décartellisation 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. Une fois que Swissgrid sera propriétaire du réseau de transport, le partage des rôles et des responsabilités liés à la planification du réseau devra être réorganisé entre Swissgrid, les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs d'électricité.

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 des réseaux de transport 50 Hz. 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.⁸
- 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, 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 l'autorité de surveillance ElCom porte préjudice à la sécurité de l'investissement.
- Pour éliminer les goulots 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 inscrites 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).

⁸ 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.



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 d'accélérer durablement le développement d'un réseau répondant aux besoins. Les éléments suivants y contribuent:

- 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).
- 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 (intérêt national).
- 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 grâce à l'identification préalable des besoins dans le cadre de la planification pluriannuelle.
- 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 Constitution

En vertu de l'art. 89 de la Constitution fédérale (Cst.; RS 101), 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. Conformément à l'art. 91, al. 1, Cst., la Confédération légifère sur le transport et la livraison de l'électricité. L'al. 2 précise que la législation sur les installations de transport par conduites de combustible ou de carburant liquides ou gazeux relève de la compétence de la Confédération. Selon l'art. 75 Cst., la Confédération fixe les principes applicables à l'aménagement du territoire. Celui-ci incombe aux cantons et sert une utilisation judicieuse et mesurée du sol et une occupation rationnelle du territoire. L'art. 78, al. 2, Cst. dispose que la Confédération prend en considération les objectifs de la protection de la nature et du patrimoine dans l'accomplissement de ses tâches.

3.2 Loi

En vertu de l'art. 4 de la loi sur l'énergie (LEne; RS 730.0), l'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique. La Confédération et les cantons instaurent les conditions générales permettant à ces entreprises d'assumer leurs tâches de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général. Selon les principes directeurs visés à l'art. 5 LEne, un approvisionnement sûr implique une offre d'énergie suffisante et diversifiée ainsi qu'un système de distribution techniquement sûr et efficace.

Conformément aux art. 8 et 20 LApEI, les gestionnaires de réseau doivent pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace. Selon l'art. 8, al. 2, LApEI, ils établissent des plans pluriannuels pour assurer la



sécurité du réseau, sa performance et son efficacité. Des lois et ordonnances spécifiques s'appliquent aux CFF.

La loi sur les installations électriques (LIE; RS 734.0) forme la base pour les procédures d'autorisation concernant les installations électriques à faible et à fort courant. Elle décrit en particulier les tâches de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI) relatives à la construction et à la transformation de ces installations.

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.

Les limites de la construction d'infrastructures sont notamment fixées par la législation sur la protection de l'environnement (LPE; RS 814.01) et sur la protection de la nature et du paysage (LPN; RS 451). Les objets d'importance nationale jouissent d'un statut de protection particulier en vertu des inventaires de la Confédération (art. 5 LPN).

Par ailleurs, il existe diverses dispositions légales, ordonnances et directives qui définissent des conditions-cadres pour les infrastructures énergétiques dans les domaines de l'environnement, de la protection de la nature et du paysage. Les zones d'habitation et de protection existantes limitent de plus les possibilités d'extension et de transformation des infrastructures énergétiques.

3.3 Ordonnance

En vertu de l'ordonnance sur la procédure d'approbation des plans d'installations électriques (OPIE; RS 734.25), les lignes dont la tension nominale est de 220 kV (50 Hz) et plus ne peuvent être approuvées qu'après avoir été fixées au terme d'une procédure de plan sectoriel.

L'ordonnance sur l'aménagement du territoire (OAT; RS 700.1) règle les principes lors de la planification et de la coordination des activités ayant des effets sur l'organisation du territoire, et notamment les exigences relatives au plan directeur cantonal de même qu'aux plans sectoriels et aux conceptions de la Confédération.

Conformément à l'art. 6, al. 1 OApEI, les gestionnaires de réseau de distribution sont libérés de l'obligation d'établir les plans pluriannuels visés à l'art. 8, al. 2, LApEI pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV.

Il existe en outre plusieurs autres ordonnances qui donnent des directives techniques pour une exploitation des infrastructures énergétiques qui soit sûre et respectueuse de l'environnement (à l'instar de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant, ORNI; RS 814.710 et de l'ordonnance sur les lignes électriques OLEI; RS 734.31).

3.4 Evaluation des bases légales existantes

L'art. 91, al. 1, Cst. attribue à la Confédération une compétence législative étendue, concurrente à celle des cantons. En d'autres termes, les cantons peuvent continuer à réglementer des aspects de ce domaine, dans la mesure où la Confédération ne fait pas usage de sa compétence. Il s'agit là d'une simple norme de compétence laissant au législateur fédéral une grande marge de manœuvre pour décider quels objets il entend régler en la matière.

La Confédération a déjà fait usage de cette compétence dans différentes dispositions de la LApEI et de



l'OAPEI, mais aussi dans d'autres lois et ordonnances. Pour étendre le système de planification du réseau par des plans pluriannuels, établi aujourd'hui déjà à l'art. 8, al. 2, LAPEI, elle pourrait aussi s'appuyer sur l'art. 91, al. 1, Cst. Il reste à tenir compte des interfaces avec d'autres actes législatifs du domaine de l'énergie et de l'électricité de même que de la législation sur l'aménagement du territoire et la protection de l'environnement.

4 Lignes directrices relatives à l'extension et à la transformation des réseaux 50 Hz

Sur la base des défis dans le domaine des réseaux électriques, des conflits d'intérêts dans la planification 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 électriques pour que les gestionnaires de réseau assurent une transformation et une extension de l'infrastructure des réseaux électriques qui répondent aux besoins. Les lignes directrices doivent être prises en compte dans le processus de planification du réseau par les acteurs impliqués. Elles constituent des conditions-cadres contraignantes, en particulier pour les gestionnaires de réseau, qui doivent en tenir compte pour établir leurs plans pluriannuels. Les lignes directrices suivantes doivent être inscrites dans la loi:

4.1 Approvisionnement intérieur

Ligne directrice:

Les gestionnaires de réseau assurent par leur planification que le réseau 50 Hz suisse garantit l'approvisionnement des consommateurs suisses et le transport de l'électricité produite dans notre pays, en tout temps et de manière suffisante et sûre.

Commentaire:

Ce principe souligne d'une part l'importance de disposer de capacités de réseau suffisantes (garantie de la sécurité N-1 aux niveaux de réseau 1 et 3⁹) 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. Le potentiel de la production intérieure ne doit pas être entravé par un manque de capacités du réseau. Pour le gestionnaire de réseau, il résulte 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. Font figure d'exception les situations où l'extension du réseau est retardée par des facteurs pour lesquels le gestionnaire ne porte aucune responsabilité (p. ex. procédures d'autorisation bloquées). 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 redispatch¹⁰ des centrales alimentant le réseau de transport et, à l'avenir, le nombre de mesures de gestion de l'injection¹¹ 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).

⁹ Les niveaux de réseau sont définis comme suit: niveau de réseau 1: 220 kV et plus; niveau 3: > 36 kV à < 220 kV; niveau 5: > 1 kV à 36 kV; niveau 7: 1 kV et moins. Les niveaux 2, 4 et 6 désignent des niveaux de transformation.

¹⁰ La notion de *redispatch* 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.

¹¹ 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.



4.2 Raccordement international

Ligne directrice:

La société nationale du réseau de transport garantit que le réseau suisse de transport est dimensionné sur une base transfrontalière de telle sorte que la sécurité de l'approvisionnement soit assurée par le biais de capacités suffisantes en matière d'importation et d'exportation, qu'il existe des possibilités de compensation à l'échelle européenne pour les fluctuations de l'injection issue de sources d'énergie renouvelable et que la Suisse dispose d'une infrastructure concurrentielle sur le plan international pour le commerce de l'électricité. 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.

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 suisses). 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 contribuent ainsi de manière substantielle à la sécurité de l'approvisionnement de part et d'autre. 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 transeuropéennes¹². Les projets d'infrastructure qui concernent 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 sont ainsi prioritaires pour la mise en œuvre. Partant, une coordination et un raccordement internationaux sont importants eu égard à 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 aux centrales d'accumulation (et de pompage-turbinage) flexibles. 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 différents acteurs suisses (p. ex. Swissgrid et ElCom) pour participer au sein d'organisations européennes (p. ex. ENTSO-E et Agency for the cooperation of energy regulators ACER). Aussi une harmonisation internationale, également pour la définition des PIC, 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*¹³) afin d'assurer à long terme un ratta-

¹² Règlement du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes 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>

¹³ Eu égard au développement, à l'échelle européenne, des capacités de production des énergies renouvelables irrégulières, dont



chement le plus efficient 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 Swissgrid, l'EiCom et l'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. Swissgrid, p. ex., est déjà membre de l'ENTSO-E 2050 Electricity Highways Working Group et collabore depuis le printemps 2010 au Renewables Grid Initiative (<http://www.renewables-grid.eu/>). 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).

4.4 Coordination 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 CFF¹⁴ (en particulier en lien avec leur réseau de transport 132 kV) et les producteurs d'électricité. Les acteurs impliqués mettent à disposition les informations nécessaires à la coordination de part et d'autre. La société nationale du réseau de transport assume le rôle directeur dans la coordination régionale. L'EiCom est régulièrement informée de l'état de la coordination par Swissgrid. Enfin, une coordination régulière a aussi lieu avec les services compétents des cantons et, le cas échéant, des communes en lien avec les développements énergétiques et les planifications cantonales correspondantes (p. ex. délimitation des périmètres pour les installations éoliennes dans les plans directeurs) qui ont une influence sur la planification des réseaux et l'identification des besoins.

Commentaire:

Seule l'identification des besoins détermine si des éléments du réseau (lignes électriques, transformateurs) doivent être construits à nouveau ou transformés sur la base du scénario-cadre d'économie énergétique et des lignes directrices inscrites dans la loi et quels nœuds ou maillons du réseau sont concernés. Les interdépendances entre les différents niveaux du réseau revêtent une importance croissante suite à l'augmentation des injections décentralisées dans les réseaux de distribution. La coordination entre Swissgrid, les gestionnaires de réseau de distribution, les CFF et les gestionnaires de centrale permet de réaliser une planification de réseau globale en Suisse après l'acquisition par Swissgrid du statut de propriétaire du réseau à très haute tension au 1^{er} janvier 2013. De plus, la coordination avec les cantons doit garantir une harmonisation anticipée avec leurs projets et planifications et l'intégration

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.

¹⁴ 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.



des services cantonaux dans le processus. La Confédération n'est pas impliquée dans l'identification des besoins; avec les lignes directrices et le scénario-cadre d'économie énergétique, elle fixe néanmoins les conditions-cadres de l'extension et de la transformation des réseaux. L'étape est décrite en détail au chap. 5.4. 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:

La planification des réseaux électriques en Suisse doit s'orienter sur le long terme. La coordination entre la Confédération, les gestionnaires de réseau, les gestionnaires de réseau de transport dans les pays voisins, les CFF, les gestionnaires de centrale et les cantons doit être assurée à temps. La coordination territoriale des planifications, en particulier, à l'aide des plans sectoriels et directeurs revêt une grande importance. 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).

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. Il faut mieux coordonner le développement de l'aménagement du territoire et celui des infrastructures. Seul un examen supra-local et global du territoire à traverser le permet. 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 PSE ou la nouvelle procédure du plan sectoriel décrite au chap. 5.5). La planification plus concrète des corridors 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 PRE et doit être pris en compte dans la planification directrice cantonale. 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 mesures permettant de les assurer. En outre, l'instrument de la planification conjointe, destiné à la coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques sur le territoire, doit aussi être inscrit 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 de transport d'importance nationale

Ligne directrice:

Les projets inscrits dans un plan sectoriel selon la loi sur l'aménagement du territoire comme parties du plan pluriannuel de la société nationale du réseau de transport ou de la planification des besoins des CFF représentent un intérêt d'importance nationale.

Commentaire:

La règle suivant laquelle un objet doit être conservé intact dans les conditions fixées par l'inventaire ne souffre d'exception, que si des intérêts équivalents ou supérieurs, d'importance nationale également, s'opposent à cette conservation. Dans un premier temps, il est donc nécessaire d'examiner au cas par cas si une ligne de transport est d'importance nationale, ce qui entraîne une nouvelle prolongation de la procédure. Un projet figurant dans le plan pluriannuel de Swissgrid ou dans la planification des besoins



des CFF doit de par la loi être déclaré d'intérêt national, cela afin de ne pas devoir examiner dans chaque cas si la construction d'une ligne de transport est d'intérêt national. Cette solution permet de procéder directement à une pesée des intérêts dans le cadre de la procédure et de l'accélérer en fin de compte. Les projets qui remplissent les conditions correspondantes et sont inscrits sur la liste des projets d'intérêt commun (PIC) acquièrent une importance stratégique pour l'intégration sur le marché européen et sont prioritaires au sein de l'UE (cf. chap. 4.2). Il est indispensable d'en tenir compte dans la planification pluriannuelle. Cette ligne directrice reprend en partie l'axe 3 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

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

Ligne directrice:

L'évaluation des variantes de corridor pour les lignes de transport 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'électricité 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 sert à interpréter 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 aérienne¹⁵. 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 (niveau 3)

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 de niveau 3 ou moins 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 facteur¹⁶. L'autorité qui octroie l'autorisation peut accorder des dérogations sur demande si l'intérêt public le requiert et que rien ne s'y oppose.

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 réseau à très haute tension (niveau 1)¹⁷. Pour la mise en œuvre de cette ligne directrice, les règles de calcul prescrites pour le facteur de coûts supplémentaires doivent être définies clairement et de manière uniforme pour l'ensemble des gestionnaires de réseau. Dans les cas qui n'entrent pas dans le champ de cette réglementation en raison de

¹⁵ 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.

¹⁶ D'autres examens et travaux sont nécessaires pour déterminer la valeur du facteur et de la méthode.

¹⁷ 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»).



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 souterraine¹⁸. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2, 3 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.9 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 à très haute tension (niveau 1), il est possible, si la technique le permet, de câbler des lignes aériennes à des niveaux de tension inférieurs dans la même région. Les coûts supplémentaires qui découlent d'éventuels câblages de lignes aériennes existantes pour le gestionnaire de réseau de distribution sont pris en charge par la société nationale du réseau de transport et sont imputables en tant que coûts dans le réseau de transport¹⁹.

Commentaire:

La compensation s'étendant à plusieurs niveaux de tension pour les câblages permet une vue d'ensemble du réseau électrique, qui est indiquée car les câblages pour les réseaux de niveau 3 ou moins sont plus éprouvés techniquement et présentent un facteur de coûts plus faible par rapport aux variantes aériennes que pour les réseaux de niveau 1. Il ne faut donc pas exclure les câblages dans le réseau de transport. La coordination de ce type de compensation a lieu entre Swissgrid, les gestionnaires de réseau de distribution concernés et les cantons dans le cadre de l'aménagement du territoire partiel supra-local dans la procédure du plan sectoriel. Les cantons associent les communes de manière appropriée. Ce mécanisme de compensation doit créer un degré de liberté supplémentaire 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.²⁰ La prise en charge des frais par le biais du réseau à très haute tension permet d'éviter que les clients finaux dans une certaine zone de desserte doivent supporter les coûts 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 compensation indépendante du niveau de tension est décrite en détail au chap. 5.5 dans le cadre de la coordination territoriale. Cette ligne directrice reprend en partie les axes 2, 3 et 4 du Rapport infrastructures de la Confédération (cf. chap. 2.1).

4.10 Coûts supplémentaires imputables des projets de réseaux

Ligne directrice:

Les coûts des mesures de reconstitution ou de remplacement, les servitudes et les indemnités complémentaires pour la compensation de désavantages résultant de la réalisation de projets dans le réseau de transport sont considérés comme des coûts de projet et donc comme des coûts imputables

¹⁸ Pour les lignes à haute tension 16,7 Hz, les possibilités de câblage sont très limitées en raison de la problématique de résonance.

¹⁹ 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.

²⁰ 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).



au sens de la LApEI²¹.

Commentaire:

Pour accélérer la réalisation et augmenter l'acceptation des projets de réseaux, les coûts supplémentaires liés aux a) mesures de reconstitution ou de remplacement au sens de l'art. 6, al. 1 de la loi sur la protection de la nature et du paysage (LPN; RS 451), aux b) servitudes requises (droits de conduite ou de construction) à la charge des parcelles concernées et aux c) indemnités supplémentaires encore à définir sont considérés comme des coûts de projet entièrement imputables dans l'optique de l'examen des coûts par l'EICom.

a) *Mesures de reconstitution ou de remplacement selon la LPN (existant):*

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 prises de position de ces services spécialisés et de la commission revêtent une importance considérable sur la base de la jurisprudence. En d'autres termes, elles décident en fin de compte de l'étendue des mesures de reconstitution ou de remplacement à prendre et ont donc un impact non négligeable sur la hauteur des coûts supplémentaires.

b) *Coûts pour les servitudes requises (existant):*

Tandis que certaines des servitudes requises peuvent être conclues 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. Les deux solutions ont en commun une indemnisation versée pour l'atteinte à la propriété foncière. 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.

c) *Indemnités supplémentaires (nouveau)*

Comme autre mesure visant à améliorer l'acceptation des projets et à accélérer l'extension du réseau, il est nécessaire de mettre au point des indemnités supplémentaires contraignantes pour tous et versées aux collectivités publiques et, dans les cas particuliers et graves, aux propriétaires fonciers (cantons, communes, particuliers). Les dépréciations des parcelles et biens fonciers concernés aux environs des lignes de transport, la limitation de l'urbanisation ou l'attractivité touristique d'une région ou d'une commune sont ainsi indemnisées. Pour ce faire, des règles claires et contraignantes pour tous sont nécessaires, notamment compte tenu du

²¹ 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.



principe d'égalité de traitement. Dans ce cadre, il convient d'examiner si la destination des indemnités supplémentaires est limitée²². Il faut vérifier si l'instauration d'un fonds correspondant et/ou la définition de taux d'indemnisation éventuellement plafonnés²³ peuvent être des mesures appropriées pour appliquer les indemnités supplémentaires. Dans ce contexte, il faudrait aussi examiner l'application d'indemnités supplémentaires pour les projets de réseaux de niveau 3.

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

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

Ligne directrice:

Les gestionnaires de réseau 50 Hz (Swissgrid et gestionnaires de réseau de distribution) peuvent faire valoir des dépenses liées à la recherche, au développement et à la démonstration (RD-D) dans une mesure à définir²⁴ (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 appliquent les dépenses correspondantes aux activités de RD-D.

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 et intégrateurs de systèmes, en particulier dans l'optique des *réseaux intelligents*. Pour assumer ces défis dans le système global à long terme et de manière efficiente, cette ligne directrice doit fixer des incitations pour les innovations dans le domaine du réseau 50 Hz dans le cadre de la régulation. 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. 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 EPF, 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.

Cette ligne directrice doit donner la possibilité aux gestionnaires de réseau d'examiner, de tester et

²² Des indemnités supplémentaires versées aux communes pourraient p. ex. être liées à la condition qu'elles financent exclusivement des infrastructures.

²³ La loi allemande sur les mesures visant à accélérer l'extension du réseau («Gesetz über Massnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze», NABEG) fixe un plafond de 40 000 euros par kilomètre pour les lignes aériennes à très haute tension à partir de 380 kV.

²⁴ Une recommandation 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.



d'utiliser notamment les techniques de mesure, d'information, de communication et de pilotage (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 efficiente tout en garantissant la sécurité du réseau (utilité interne: les solutions *smart grid* comme moyen pour maintenir un réseau efficient);
- 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 efficiente (utilité interne et externe: les solutions *smart grid* comme moyen pour maintenir un réseau efficient 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 efficient 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 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 et une communication étendue 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 à l'extension 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 et soutenir un débat actif et 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 et de l'inciter à prendre part à la procédure, p. ex. à l'occasion de la consultation publique relative aux projets de scénarios énergétiques et des procédures de plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE). 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. Pour que les procédures soient efficientes, il est indispensable de s'assurer que leur documentation soit 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).



5 Déroulement du futur processus de planification des réseaux

La figure 1 présente une vue d'ensemble des sous-étapes, processus et institutions impliquées dans la future planification des réseaux. Le processus de planification 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 que la claire répartition des rôles doivent contribuer à ce que la complexité reste maîtrisable et que la coordination nécessaire entre les acteurs impliqués soit efficace.

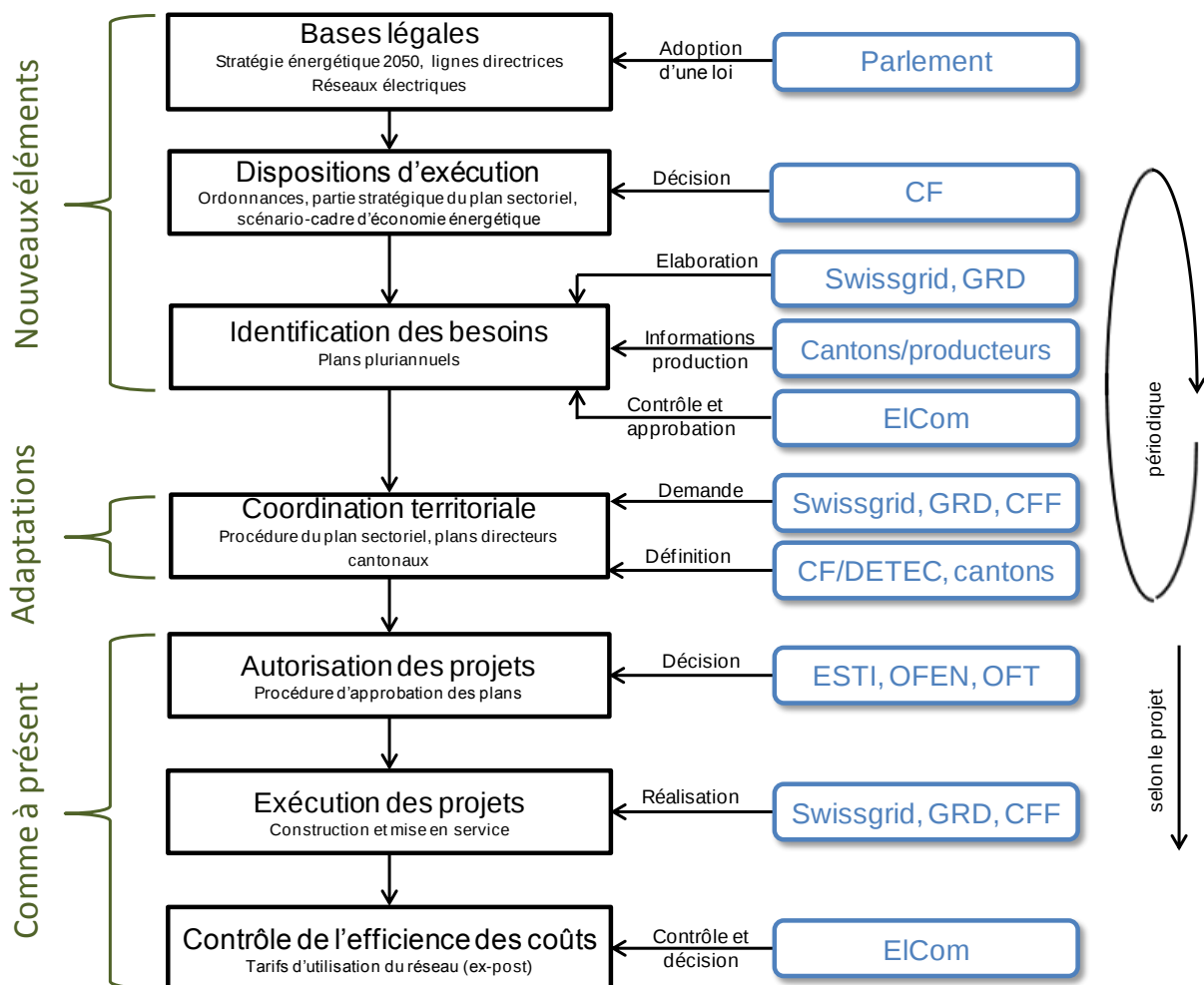


Fig. 1: Vue d'ensemble des processus et des institutions impliquées dans la planification des réseaux et la réalisation de projets. A l'exception de la coordination territoriale, d'autres procédures s'appliquent aux réseaux ferroviaires.



Pour les lignes à haute tension des CFF, il existe des bases légales et des dispositions d'exécution spécifiques. Les besoins sont déterminés en fonction de l'évolution de l'offre ferroviaire. La nécessité de développer le réseau de lignes 132 kV des CFF, qui découle de la présente planification, est intégrée dans le processus de coordination territoriale décrit ci-après. L'autorisation et l'exécution des projets continuent de se dérouler sous la houlette de l'OFT et des CFF.

5.1 Groupe de travail Réseaux énergétiques (GT Réseaux énergétiques)

Le GT Réseaux énergétiques est l'organe de coordination pour élaborer la teneur des futurs processus de planification des réseaux, notamment pour la planification qui s'étend à plusieurs niveaux de réseau dans les différents groupes de travail spécialisés (p. ex. GT Questions de droit et procédures, GT Aménagement du territoire et GT Affaires internationales). Sous la direction de l'OFEN, il se compose des acteurs directement impliqués dans le développement du réseau (notamment Swissgrid, AES, Swisselectric, CFF, cantons, ElCom, ESTI, ARE, OFEN). Le GT Réseaux énergétiques et ses groupes de travail spécialisés, où sont représentées les autorités compétentes, concrétisent les fonctionnalités nécessaires des réseaux électriques à l'aune des lignes directrices décrites au chap. 4 et formulent des propositions pour procéder aux adaptations indispensables des conditions-cadres (en particulier en lien avec les dispositions d'exécution) pour l'extension et la transformation des réseaux électriques. Le GT Réseaux énergétiques (y c. les groupes spécialisés) est prévu comme une plate-forme permanente qui soutient la concrétisation et la mise en œuvre de la «Stratégie Réseaux électriques»²⁵ et fournit les bases pour d'éventuelles adaptations nécessaires à l'avenir.

5.2 Sous-étape Bases légales

Le Parlement émet des lignes directrices fondamentales, comme le décrit le chap. 4, dont les gestionnaires de réseau doivent tenir compte pour le développement du réseau électrique suisse (voir la première étape à la Fig. 1 et les adaptations légales nécessaires au chap. 10), sur la base des défis dans le domaine des réseaux électriques et de la nécessité d'améliorer les conditions-cadres. Ces lignes directrices comportent 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, ElCom, ESTI, OFEN) sont consignés dans le processus de planification de réseau connexe.

5.3 Sous-étape Dispositions d'exécution

Dans une seconde phase (cf. Fig. 1), les lignes directrices et compétences inscrites dans la loi 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). Les concrétisations élaborées par le GT Réseaux énergétiques servent de base.

Un scénario-cadre se révèle en outre une condition nécessaire au sens d'une directive comprenant des données fondamentales en termes d'économie énergétique pour la planification des réseaux. Il compor-

²⁵ Les défis actuels des autres infrastructures énergétiques, comme le réseau de gaz, sont réputés moins urgents que ceux auxquels font face les réseaux électriques et ne sont donc pour l'heure pas au cœur des réflexions du GT Réseaux électriques. 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 des centrales à gaz à cycle combiné (CCC) et des installations de CCF, les réseaux de gaz et électriques interagissent de plus en plus. Il ne faut pas oublier les conséquences de certaines décisions sur les différents réseaux énergétiques, à l'instar de l'influence d'une extension de l'approvisionnement en chaleur par le biais de CCC et de pompes à chaleur sur la rentabilité des réseaux de gaz locaux, etc.



te des hypothèses raisonnables en matière d'économie énergétique sur l'évolution probable de la demande, la production et l'échange avec les pays voisins. La définition du scénario-cadre est la condition préalable à l'identification des besoins par rapport à l'infrastructure de réseau. Le scénario-cadre comprend un certain nombre de scénarios (p. ex. trois) avec des indications quantitatives concrètes sur l'évolution attendue de la puissance de production installée par technologie (en GW), de la consommation d'électricité (en TWh) et de la charge maximale annuelle (en GW) en Suisse ainsi que sur l'échange d'électricité avec l'étranger (importation, exportation et transit en TWh). Dans la mesure du possible, il doit aussi intégrer les hypothèses relatives à la répartition spatiale des capacités de production en tenant compte des informations correspondantes des cantons. L'Office fédéral de l'énergie (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). Ce projet est concrétisé par le GT Réseaux énergétiques, dans lequel s'investissent directement les acteurs (cf. chap. 5.1). Ensuite, le DETEC se prononce sur le projet de scénario-cadre suite à une consultation préalable des offices. L'OFEN réalise alors une audition publique des projets de scénario. Celle-ci vise une participation transparente de tous les acteurs impliqués et de la population à un stade précoce du processus global de planification 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 l'audition publique, 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 préalable des besoins dans la procédure du plan sectoriel de manière transparente.

Les gestionnaires de réseau de distribution recourent au scénario-cadre valable pour l'ensemble de la Suisse comme base pour déduire, à l'aide de leurs connaissances des développements régionaux, les scénarios qui reproduisent la réalité spécifique de leur zone de desserte. Il s'agit notamment de tenir compte des données des éventuels cadastres solaires, qui représentent le potentiel solaire sur une carte et montrent quels toits ou sites sont les plus adéquats pour des installations solaires. Les plans directeurs cantonaux revêtent une importance majeure en lien avec les sites potentiels pour l'énergie éolienne. Des délimitations de périmètres contraignantes dans les plans directeurs forment non seulement une base importante pour les promoteurs d'installations éoliennes, mais elles permettent aussi une planification du réseau efficiente à long terme.

Le scénario-cadre constitue une condition de la part de la Confédération qui doit refléter des attentes largement fondées sur les futures évolutions en matière d'économie énergétique. Le postulat selon lequel l'approvisionnement en énergie incombe à l'économie énergétique dans le cadre du principe de subsidiarité n'est pas remis en question. 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 notamment être prises en compte par l'EiCom dans ses décisions. Dans l'optique d'inclure les nouveaux développements d'importance pour la planification des réseaux, il est examiné régulièrement (au plus tard tous les cinq ans), adapté au besoin, envoyé en audition publique et redéfini. 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.

5.4 Sous-étape Identification des besoins (plans pluriannuels)

La responsabilité de la planification du réseau et de l'identification des besoins incombe aux gestionnaires de réseau. La Confédération crée les des conditions-cadres appropriées pour ce faire, dont les lignes directrices et le scénario-cadre. Celui-ci comprend les données initiales en termes d'économie énergétique pour la planification du réseau et forme une directive contraignante pour la société nationale.



le du réseau de transport Swissgrid et les gestionnaires de réseau pour l'identification des besoins en vue d'établir leurs plans pluriannuels. Ces derniers deviennent un instrument de planification pour les gestionnaires de réseau²⁶ et se substituent aux réseaux stratégiques actuels (50 Hz et 16,7 Hz)²⁷. Il faut procéder de l'idée que rien ne change dans l'identification des besoins pour la plupart des projets classés aujourd'hui comme stratégiques. En les élaborant, il est nécessaire de tenir à la fois compte du scénario-cadre et des lignes directrices définies pour les réseaux électriques (cf. chap. 4). Par conséquent, la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques ne prévoit aucun transfert de la compétence de planification, mais un établissement des plans pluriannuels par les gestionnaires de réseau à l'aune du scénario-cadre d'économie énergétique et des lignes directrices fixées.

Les plans pluriannuels comportent la désignation des projets, une brève description des projets et des moyens d'exploitation correspondants, le genre d'investissements, la phase actuelle des projets, l'état de la procédure et la date prévue pour la mise en service. 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, et montre 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). 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 3)²⁸. Outre le gestionnaire du réseau de transport Swissgrid, près de 65 gestionnaires de réseau de distribution sont concernés. Cette réglementation garantit que les projets de réseaux de niveau 1, 2 et 3²⁹, qui sont plus rentables que les niveaux de tension inférieurs, soient systématiquement traités au moyen de l'instrument des plans pluriannuels. Les investissements dans les réseaux de niveau 4 à 7 sont moins rentables par rapport aux différents projets, mais les niveaux 4 à 7 représentent la part prépondérante des coûts de réseau globaux. C'est donc en particulier pour ces niveaux de réseau que le cadre de régulation doit présenter des incitations pour une planification des réseaux efficiente 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.

Sur le plan juridique, les CFF ont à ce jour seulement l'obligation de pouvoir maintenir l'exploitation des chemins de fer. Par conséquent, ils doivent aussi garantir l'approvisionnement en énergie motrice. Les besoins sont identifiés sur la base des conceptions du réseau ferroviaire suisse en termes d'offre et

²⁶ 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/C), 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.

²⁷ Selon le 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)» du 23.2.2009.

²⁸ 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.

²⁹ 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.



d'exploitation. Les CFF élaborent leurs propres plans pluriannuels afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement du réseau ferroviaire. A ce jour, la Confédération ne contrôle et n'approuve pas explicitement ces plans pluriannuels. Il convient d'examiner encore en détail si l'OFT doit assumer cette tâche à l'avenir en tant qu'organe de surveillance des CFF, par analogie au processus présenté pour les gestionnaires de réseau 50 Hz. Si l'on estime opportun d'intégrer plus fortement les CFF dans les processus proposés, il est possible de procéder à des adaptations en conséquence.

Dans l'établissement des plans pluriannuels, il y a une coordination entre Swissgrid, les gestionnaires de réseau de distribution de niveau 2 et 3³⁰ et les CFF³¹ (en particulier dans le cadre de leur réseau de transport 132 kV) au sens d'une planification de réseau régionale en tenant compte des informations des producteurs, des cantons et éventuellement des communes concernant les capacités de production existantes et prévues. En sus des gestionnaires de réseau et des CFF, les cantons jouent un rôle majeur dans l'identification des besoins. 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. Swissgrid 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. Swissgrid informe régulièrement l'EICom de l'état de la coordination. Celle-ci vise une planification des réseaux globale à l'échelle nationale avec le transfert de la propriété du réseau à Swissgrid, avec une harmonisation régulière de la planification entre le réseau de transport et les réseaux de distribution en tenant compte du développement de la production. Avec l'injection de plus en plus décentralisée dans les réseaux de distribution, cette coordination gagnera encore en importance à l'avenir. L'obligation pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de niveau 1 à 3 d'établir des plans pluriannuels permet d'effectuer systématiquement la coordination par le biais de cet instrument.

L'EICom contrôle les plans pluriannuels établis par les gestionnaires de réseau avec les données initiales du scénario-cadre à l'aide des lignes directrices et des dispositions au niveau de la loi et de l'ordonnance, exige d'éventuelles adaptations et les approuve. L'approbation des plans pluriannuels confirme ainsi, de la part de l'EICom, la nécessité de ces projets avant leur réalisation. L'approbation par l'EICom se réfère uniquement au besoin avéré dans les plans pluriannuels et non aux coûts qui en découlent. Swissgrid actualise chaque année le plan pluriannuel pour le réseau de transport et le transmet à l'EICom, qui examine et approuve le besoin avéré. 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 chaque année. L'EICom fixe les délais pour chacun d'entre 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). En principe, le risque pour les gestionnaires de réseau que l'EICom ordonne une baisse des tarifs lors d'un

³⁰ En vertu de l'art. 6, al. 1, let. a, OApEI, les gestionnaires de réseau de distribution sont libérés de l'obligation d'établir des plans pluriannuels visés à l'art. 8, al. 2, LApEI pour les réseaux dont la tension est inférieure ou égale à 36 kV. En d'autres termes, cette obligation se rapporte uniquement à la société nationale du réseau de transport Swissgrid (niveau de réseau 1) et aux niveaux de réseau 2 et 3.

³¹ Si des chemins de fer privés sont actifs dans les différentes zones de desserte, il y a aussi une harmonisation avec leur planification du réseau.



éventuel contrôle de l'efficacité en vertu des dispositions en vigueur de l'OApEI au motif qu'elle estime que la nécessité d'un ou de plusieurs projets n'est pas donnée, diminue grâce à l'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 cependant pas le risque d'investissement lié à l'évaluation de l'efficacité de la réalisation du projet par l'EiCom dans le cadre des dispositions en vigueur de l'OApEI. 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 une planification des réseaux efficace à long terme.

Les plans pluriannuels sont en principe décennaux³² 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, soit dans les cinq ans. La société nationale du réseau de transport Swissgrid 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 Swissgrid.

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 approbation par l'EiCom. Les gestionnaires de réseau les publient après approbation afin de garantir à la population la transparence en lien avec l'extension du réseau. Le plan pluriannuel de Swissgrid figure en outre en annexe du nouveau plan sectoriel, comme le réseau stratégique à présent. D'éventuelles modifications résultant de l'établissement du plan pluriannuel chaque année et de l'examen par l'EiCom sont reproduites dans le plan sectoriel. Le Conseil fédéral approuve aussi régulièrement dans le PRE les projets nécessaires à la transformation et à l'extension du réseau de transport des CFF au sens du réseau stratégique 16,7 Hz. Pour tenir compte des différences entre les réseaux 50 Hz et le réseau des CFF de manière appropriée, les exigences spéciales des lignes de transport des CFF bénéficient d'une attention particulière dans le PRE.

5.5 Sous-étape Coordination territoriale

La coordination territoriale lors de l'extension du réseau (cf. fig. 2) se fonde sur les bases que le monde politique et les gestionnaires de réseau ont élaborées à un échelon supérieur. Sont notamment déterminants les lignes directrices émises par le Parlement pour le développement du réseau électrique suisse (cf. chap. 4) et le scénario-cadre actuel fixé par le Conseil fédéral (cf. chap. 5.3), en vertu duquel les gestionnaires de réseau ont procédé à une identification des besoins (plans pluriannuels) (cf. chap. 5.4). Ces plans pluriannuels forment la base 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 le cadre d'une procédure de plan sectoriel.

³² 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.

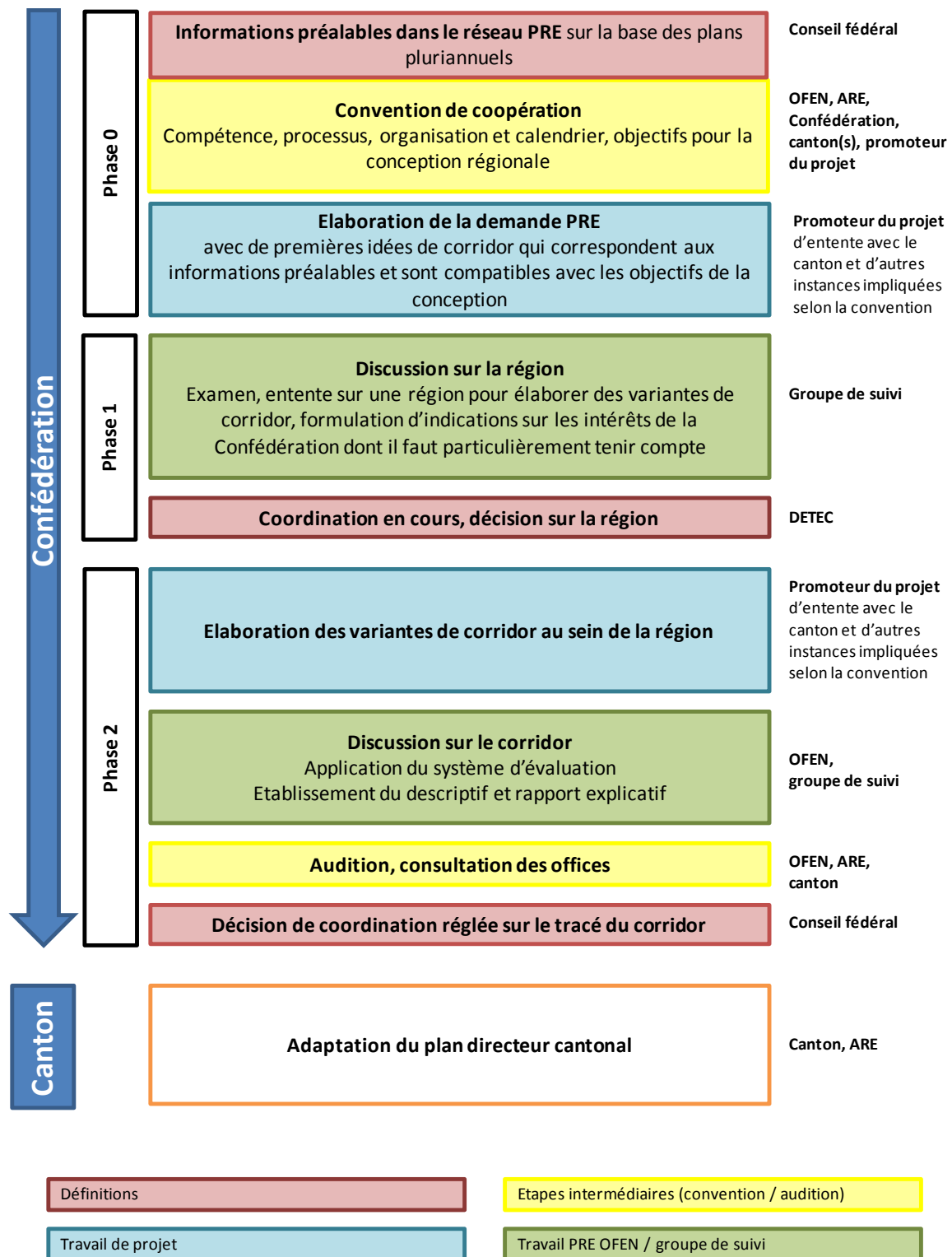


Fig. 2: Vue d'ensemble des processus et des institutions impliquées dans la coordination territoriale



Trois étapes importantes marquent le déroulement de la procédure du plan sectoriel (art. 5, al. 2, OAT):

1. *Informations préalables:*
Le projet s'inscrit dans la planification pluriannuelle sur la base de l'identification des besoins et les points de départ et d'arrivée sont connus.
2. *Coordination en cours:*
Une région au sein de laquelle un promoteur de projet peut examiner de possibles variantes de corridor est établie et définie en collaboration avec la Confédération, le(s) canton(s), le promoteur et les organisations concernées. Les principaux conflits d'intérêts et les conditions-cadres à respecter pour l'élaboration des variantes sont connus.
3. *Coordination réglée:*
Le corridor est coordonné avec les intérêts relevant de l'aménagement du territoire. Le canton et les communes concernées ont pu faire part de leurs demandes lors de la planification. Le système d'évaluation des lignes de transport a été appliqué aux variantes proposées par le promoteur du projet. Si nécessaire, des instructions relatives à la suite de la planification sont consignées.

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:

Phase 1: des informations préalables à la coordination en cours

- Suite à l'approbation des plans pluriannuels établis par les gestionnaires de réseau, le Conseil fédéral a inscrit ces plans ou les projets de construction de lignes qui y sont mentionnés dans le plan sectoriel en tant qu'informations préalables et a fixé le point de départ en vue de leur concrétisation.
- Sur la base de ces informations préalables, la Confédération, les cantons et le promoteur du projet conviennent ensemble de la coopération en vue de l'élaboration d'une conception régionale qui se prononce, par le biais du processus de planification, sur les principaux projets de construction de lignes dans l'espace en question. Une telle convention de coopération doit impérativement comporter les objectifs à atteindre dans une région précise de même que les modalités de la coopération, à l'instar des compétences, des processus, de l'organisation et du calendrier. L'OFEN coordonne le processus de concert avec l'ARE.
- Dans un premier temps, le promoteur du projet élabore les bases pour une demande dans le cadre du plan sectoriel, conformément à la convention. Il s'en tient aux dispositions figurant dans les informations préalables et aux objectifs de la conception régionale définis dans la convention de coopération (concentration des infrastructures, compensation des intérêts et des charges, etc.).
- Une fois ces bases disponibles, le promoteur du projet dépose formellement la demande de spécification d'une région précise auprès de l'OFEN afin de développer un corridor de transport concret.
- L'OFEN ouvre la procédure du plan sectoriel en désignant un groupe de suivi pour ce projet concret. Il organise et dirige la discussion dans ce groupe de suivi dans la perspective de spécifier une région au sein de laquelle les variantes de corridor peuvent être évaluées dans la phase 2.
- Quand le groupe de suivi s'entend sur une région pour élaborer les variantes de corridor, le résultat est consigné dans le plan sectoriel par la coordination en cours. Le DETEC informe en la matière par le biais de l'organe de publication officiel de la Confédération et du canton concerné.

L'objectif de cette phase 1 est une première coordination territoriale approximative qui est évaluée positivement par les membres du groupe de suivi et le canton concerné et qui donne de



premières indications au promoteur pour projeter les variantes de corridor possibles. Cette phase porte principalement sur les aspects de la coordination territoriale, la prise en compte des autres intérêts publics est garantie grâce à la participation des autorités compétentes, des cantons concernés et de la Confédération dans le cadre du groupe de suivi. La coordination en cours comprend d'une part une région qui laisse suffisamment de libertés au promoteur afin d'élaborer plusieurs variantes de corridor dans la phase 2 et, d'autre part, des indications concrètes sur les intérêts cantonaux et fédéraux dont il faut particulièrement tenir compte.

Phase 2: de la coordination en cours à la coordination réglée

- Une fois la région délimitée dans la coordination en cours, le promoteur établit les variantes de corridor possibles pour la réalisation du projet, qui correspondent aux objectifs et au développement visé dans cette région, comme ils sont fixés dans la convention de coopération.
- Les variantes de corridor élaborées par le promoteur sont discutées au sein du groupe de suivi; le cas échéant, elles sont appréciées selon le 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.
- Sur la base de la recommandation du groupe de suivi, 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 de plan sectoriel s'achève par la détermination du corridor par le Conseil fédéral, le cas échéant par le DETEC.

La phase 2 vise à évaluer les variantes de corridor dans une région définie dans la coordination en cours et de les réduire, dans le cadre d'un processus d'affinement, à un seul corridor de projet qui satisfait, dans la mesure du possible, 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. Une fois le corridor défini dans le plan sectoriel, la procédure d'approbation des plans peut être lancée pour le projet concret auprès de l'autorité technique compétente (ESTI, Inspection fédérale des pipelines IFP, OFT).

La structuration du processus en deux phases et la définition claire des compétences dans les différentes étapes permettent un déroulement plus efficace de la procédure du plan sectoriel. Dans l'ensemble, la durée de la procédure (sans compter le temps pour l'élaboration des variantes de corridor détaillées par le promoteur suite à la coordination en cours) ne doit plus 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 procédure d'approbation des plans. Cette dernière³³ 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 et permet notamment de répondre à la question du choix entre ligne aérienne et ligne souterraine³⁴. L'application du système d'évaluation a pour objectif d'arriver à des décisions motivées,

³³ 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.

³⁴ 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 des variantes de corridor pour les projets des CFF porte sur des lignes aériennes.



équilibrées et compréhensibles grâce à une prise en compte appropriée des intérêts de l'aménagement du territoire, de la préservation de l'environnement, de la technique et de la rentabilité. Les arguments déterminants pour la conception technique et un tracé précis doivent aussi exister dans le cadre d'éventuelles procédures judiciaires. C'est aussi une contribution à l'accélération des procédures d'approbation des plans, car la discussion des variantes a déjà eu lieu et il ne faut plus rattraper d'étude approfondie. 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 d'une demande PRE conformément aux paramètres donnés par l'EiCom. Ces indications sont ensuite intégrées dans l'évaluation globale et la pesée des intérêts.

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. Dans des cas qui ne tombent pas sous le coup des dispositions de la ligne directrice «Câblage du réseau à haute tension» (cf. chap. 4.8) (c.-à-d. que le facteur de coût de la variante câblée est plus important que le facteur des coûts supplémentaires à définir) et qui sont transmis à l'OFEN par l'ESTI, il convient de procéder à une pesée des intérêts comme pour les projets dans le réseau de transport. Il faut vérifier si le système d'évaluation des lignes de transport peut être appliqué (sous une forme adaptée en conséquence).

Pour l'heure, 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). Le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) doit avoir une orientation à plus long terme et supra-locale à l'avenir (prise en compte de régions) et devenir un plan sectoriel des réseaux d'énergie (PRE). Au début, la stratégie se concentre sur les réseaux électriques, mais par la suite, le PRE s'appliquera aux agents énergétiques véhiculés par des conduites (électricité, gaz, pétrole). La nouvelle procédure du PRE vise à coordonner la planification des gestionnaires de réseau avec les planifications cantonales dans un aménagement du territoire partiel supra-local, 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 intégrés à temps dans la procédure du PRE pour coordonner leurs planifications avec les projets de construction de lignes des promoteurs conformément à leur tâche et représenter les projets auprès de leurs communes. De plus, ils doivent garantir la mise en réserve des surfaces nécessaires pour les tracés existants et prévus. Il est en outre nécessaire de mieux lier les infrastructures à l'avenir sur notre petit territoire, ce qui nécessite une coopération anticipée et interdisciplinaire. Le corridor de projet élaboré dans le cadre d'une procédure de PRE en collaboration avec les cantons et les promoteurs est inscrit en parallèle dans le plan directeur par les cantons concernés une fois que le Conseil fédéral s'est prononcé (ou le DETEC dans les cas visés à l'art. 21, al. 4, OAT).

5.6 Sous-étape Autorisation et exécution des projets

Des plans pluriannuels des gestionnaires de réseau et de la détermination des corridors dans le PRE découlent des projets qui doivent être élaborés et planifiés en détail par les promoteurs dans le cadre de la procédure d'approbation des plans (PAP), mais aussi autorisés par l'ESTI ou l'OFEN, comme c'est aujourd'hui déjà le cas. Au cours de la procédure d'approbation des plans, aucune modification fondamentale n'est donc prévue. Les mesures visant à raccourcir la durée de cette procédure sont décrites au chap. 6. 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.

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.



5.7 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 de l'extension.

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 la planification 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.³⁵ 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 (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'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 doivent inciter les autorités directrices et les personnes impliquées dans la procédure à régler la procédure de manière accélérée et à assumer leurs droits de participation et leurs obligations sans délai.

Par ailleurs, toute une série d'autres mesures (17) de mise en œuvre sont recommandées dans l'optique d'améliorer les conditions-cadres de la transformation et de l'extension des réseaux électriques et de simplifier (et donc d'accélérer) le déroulement des procédures d'autorisation correspondantes. Certaines sont déjà intégrées dans les lignes directrices (cf. chap. 4.6, 4.7, 4.8 et 4.10) et proces-

³⁵ 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 suit.



sus (cf. chap. 5.5) décrits dans le présent document. Il s'agit de la planification régionale d'ensemble des infrastructures, de l'importance nationale des réseaux de transport, 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:

- Renoncer à engager une procédure de plan sectoriel pour les lignes de transport 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.
- Préciser les exigences relatives à la légitimation de faire opposition dans la procédure d'approbation des plans: une définition plus précise des conditions pour faire opposition permet manifestement de sélectionner rapidement les recours irrecevables et de décharger ainsi les procédures.
- Adapter les compétences dans les procédures d'approbation des plans: il est nécessaire d'examiner si seul l'ESTI ou l'OFEN doit avoir la compétence de délivrer les décisions d'approbation des plans. Si la réglementation actuelle n'est pas modifiée, il faut donner à l'ESTI la compétence de prendre des décisions de non-entrée en matière sur les oppositions.
- Repenser les procédures quant à la participation de la Commission fédérale pour la protection de la nature et du paysage (CFNP): dans l'intérêt de procédures rapides et efficaces, les tâches de la CFNP et sa participation aux procédures d'autorisation d'infrastructures doivent être examinées avec des services spécialisés à l'échelle fédérale et cantonale à l'aune de l'organisation moderne de l'administration. Cette mesure fait d'ailleurs l'objet d'interventions parlementaires (12.3069 Mo Groupe libéral-radical, 12.402 Iv. pa. Eder, 12.3319 Ip Bischof).

Indépendamment de la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques, plusieurs mesures peuvent déjà être concrétisées au niveau de l'ordonnance:

- Définition de critères plus flexibles pour renoncer à une procédure de PSE.
- 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 procédure d'approbation des plans. Il faut donc fixer dans la loi ce qui est réputé entretien et ne requiert aucune approbation des plans.
- Réduction du délai supplémentaire de deux à un mois pour une prise de position de l'OFEV.
- Autorisation de la mise en chantier immédiate des petites installations électriques suite au prononcé de la décision d'approbation des plans.

A l'échelon inférieur de mise en œuvre, seize 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.



7 Conséquences sur le déroulement et la durée des procédures

La division du processus de planification 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. Les conséquences attendues des propositions visées aux chap. 4 (Lignes directrices), 5 (Déroulement du futur processus de planification des réseaux) et 6 (Optimisation des procédures d'autorisation des réseaux électriques) sur le déroulement et la durée des procédures sont présentées à la Fig. 3. Les nouveaux éléments dans les trois premières sous-étapes, en particulier l'identification des besoins sur la base du scénario-cadre d'économie énergétique, visent à décharger et à simplifier les procédures subséquentes. Par ailleurs, la coordination territoriale doit avoir une plus grande orientation stratégique (aucune considération de projet de détail) dans le nouveau PRE (quatrième sous-étape dans la Fig. 1) et ainsi optimiser le processus dans son ensemble. Le PRE doit se fonder sur l'identification préalable des besoins et ne doit plus traiter des projets d'extension de manière échelonnée comme le fait aujourd'hui le PSE. On parvient ainsi à le découpler des procédures d'autorisation subséquentes (PAP, cinquième sous-étape dans la Fig. 1). Dans la plupart des cas, la PAP doit être directement engagée pour les projets qui ont déjà passé la procédure du PRE dans le cadre de la coordination territoriale, qui a une orientation supra-locale et à long terme (gain allant jusqu'à une année). Avec les mesures visant à accélérer la procédure (gain d'une année dans la PAP et de deux ans grâce à la limitation de la possibilité de recourir auprès du Tribunal fédéral), on vise une réduction de la durée globale des procédures pour les projets de réseau controversés de neuf à treize ans pour l'heure, à quatre à cinq ans (cf. Fig. 3). La phase de construction suit le déroulement de la procédure; elle requiert deux à trois ans pour les lignes de transport d'électricité.

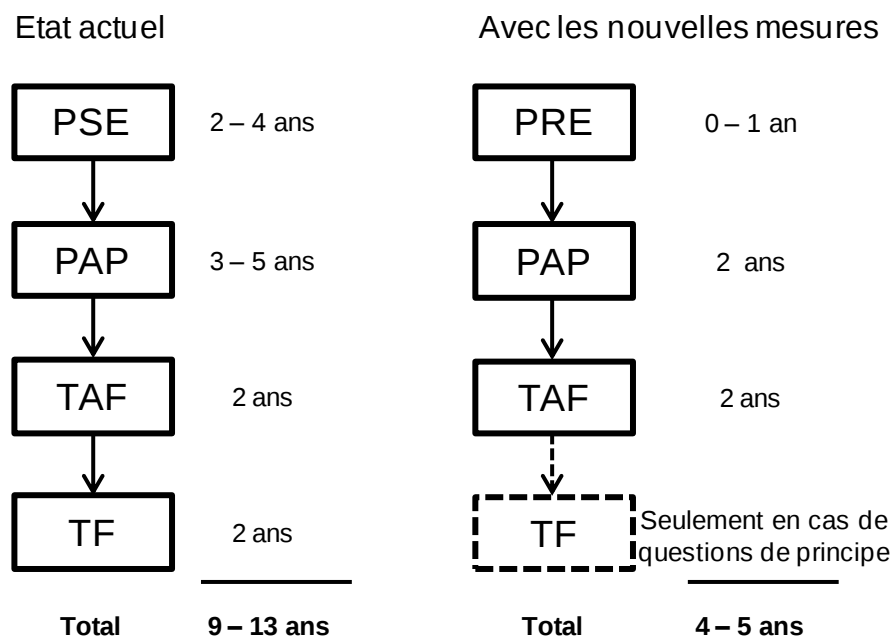


Fig. 3: Déroulement de la procédure – comparaison entre l'état actuel et la situation suite à la mise en œuvre des mesures proposées pour les projets de réseau controversés. Les phases représentées dans cette figure se réfèrent aux sous-étapes Coordination territoriale (PSE ou PRE) et Autorisation des projets (PAP, y c. procédure judiciaire) de la Fig. 1. La phase de construction de deux à trois ans, qui suit le déroulement de la procédure, n'est pas reproduite dans le graphique.



8 Interdépendances économiques

Outre les aspects visés par la stratégie Réseaux électriques (p. ex. conditions-cadres et processus clairs en termes de planification 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 une extension 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. Les travaux correspondants sont poursuivis sous l'angle de la Stratégie énergétique 2050 dans le cadre de la révision de l'OApEI.

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 Swissgrid, les coûts sont indemnisés rapidement par le biais de budgets d'investissement³⁶ et, pour les gestionnaires de réseau de distribution, d'un facteur d'élargissement³⁷ et d'une prime d'investissement forfaitaire³⁸. 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 préétablis, 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.

A moyen terme du moins, il faut tenir compte du fait qu'une efficacité structurelle d'une partie des réseaux de niveau 2 et 3 soumise à une approbation préalable des besoins pourrait compliquer une évaluation comparative des gestionnaires de réseau de distribution dans le cadre d'une régulation incitative (pour déterminer le facteur X). Des solutions appropriées devraient être examinées plus en détail, d'une part, afin de garantir suffisamment la praticabilité d'une régulation incitative et, d'autre part, d'obtenir la sécurité de l'investissement souhaitée. En principe, il est aussi imaginable que les approbations préalables se réfèrent à des paramètres structurels figurant dans l'analyse comparative *ex ante*. Sa manifestation structurelle et donc d'éventuelles inefficiences en la matière (p. ex. longueur de ligne, puissance de transformation) sont acceptées au préalable (de même que l'analyse comparative est prédéterminée du point de vue du choix de variables explicatives). Il faut prendre en considération le fait que des surdimensionnements restants peuvent même renforcer l'efficacité en cas d'analyse comparative (p. ex. une longueur de ligne surdimensionnée). Ces points doivent être pris en compte de manière globale dans le cas d'un éventuel transfert des projets locaux dans le contexte de la régulation incitative et peuvent entraîner des adaptations correspondantes le cas échéant. Les coûts supplémentaires décou-

³⁶ 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).

³⁷ 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.

³⁸ 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).



lant des mesures proposées aux chap. 4.8 et suivants représentent un autre aspect dont il faut tenir compte en cas de passage à une régulation incitative. Alors que l'imputabilité générale des coûts supplémentaires est suffisante dans le modèle cost-plus existant, une procédure d'analyse comparative requiert une considération particulière (p. ex. comme des frais non influençables) en cas de régulation incitative.

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.³⁹ 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, mesures de 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.

Les acteurs directement concernés prennent part au GT Réseaux énergétiques (cf. chap. 5.1). L'OFEN a en outre institué un «comité consultatif Réseaux énergétiques» qui évalue la stratégie proposée sous l'angle politique et peut émettre des recommandations sur le 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 nécessaire pour l'audition du projet de scénario-cadre d'économie énergétique. Cette consultation vise une participation transparente de la population à un stade précoce du processus de planification du réseau dans son ensemble, à même de renforcer l'acceptation de l'extension nécessaire du réseau.

³⁹ Le thème de la répartition des frais de réseau sera traité lors de la reprise des travaux relatifs à la révision de la LApEI (GT Composants des centrales).



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

Les propositions susmentionnées concernant les lignes directrices et le déroulement du futur processus de planification des réseaux ont des répercussions pour les lois et ordonnances existantes en vue de garantir une mise en œuvre de portée générale de la stratégie Réseaux électriques. La 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 encore définitive, des modifications peuvent encore survenir en l'espèce.

10.1 Loi sur l'aménagement du territoire (LAT)

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'une des principales conditions préalables à la planification stratégique des réseaux dans le cadre du plan sectoriel des réseaux d'énergie. Dans l'idéal, cette demande devrait donc être inscrite et satisfaite dans le cadre de la seconde révision partielle de la loi sur l'aménagement du territoire (LAT; RS 700). Si ce n'est pas possible faute de temps ou qu'une prise en compte dans l'actuel projet de révision ne semble pas opportune, ce postulat doit être rajouté a posteriori dans le droit de l'aménagement du territoire dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques.

10.2 Loi concernant les installations électriques à faible et à fort courant (LIE)

La mise en œuvre de la stratégie Réseaux électriques nécessite les adaptations suivantes dans la loi concernant les installations électriques à faible et à fort courant (LIE; RS 734.0):

- Ligne directrice 4.8: le principe du câblage pour les nouvelles lignes à haute tension (niveau de réseau 3) si des critères à définir sont remplis (p. ex. facteur des coûts supplémentaires) doit être inscrit dans la loi avec des exceptions.
- Ligne directrice 4.9: le câblage des lignes à moyenne tension pour compenser la construction de nouvelles lignes à très haute tension (220/380 kV) doit être inscrit dans la LIE.

Dans l'optique de l'optimisation des procédures d'autorisation, il est nécessaire d'examiner en détail les adaptations suivantes de la LIE dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques:

- Renoncer à réaliser une procédure de plan sectoriel pour les CFF: aucune procédure de plan sectoriel n'est engagée pour les lignes des CFF, même à un niveau de tension de 132 kV, si elles ne sont pas prévues comme des lignes partagées avec une ligne 220/380 kV à 50 Hz.
- Préciser la légitimation de faire opposition dans la procédure d'approbation des plans: une précision des conditions relatives à une opposition permettent manifestement d'éviter des recours irrecevables.
- Adapter les compétences dans les procédures d'approbation des plans: il est nécessaire d'examiner si seul l'ESTI ou l'OFEN doit avoir la compétence de délivrer les décisions d'approbation des plans. Si la réglementation actuelle n'est pas modifiée, il faut donner à l'ESTI la compétence de prendre des décisions de non-entrée en matière sur les oppositions.
- Les projets qui ont été inscrits dans un plan sectoriel selon la loi sur l'aménagement du territoire comme partie du plan pluriannuel de la société nationale du réseau de transport ou de la planification des besoins des CFF représentent un intérêt d'importance nationale (formulation analogue à l'art. 15 P-LEne).



10.3 Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

La loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7) aura un nouveau chapitre 2a «Planification des réseaux» suite à la mise en œuvre de la présente stratégie. Il doit se conformer au cadre du plan sectoriel des réseaux d'énergie selon la description du chap. 5.5, sans pour autant réglementer la partie politique du PRE. Le chapitre doit s'articuler selon les articles suivants:

- Scénario-cadre d'économie énergétique: Swissgrid et les gestionnaires de réseau de distribution doivent utiliser le scénario-cadre du Conseil fédéral pour l'ensemble de la Suisse en plus des plans directeurs cantonaux pour les sites de production d'énergie comme base contraignante pour procéder à l'identification des besoins. Les bases contenues dans le scénario-cadre doivent être prises en compte par l'EICom.
- Identification des besoins/plans pluriannuels:
 - o Plans pluriannuels: aujourd'hui déjà, les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir des plans pluriannuels (art. 8, al. 2, LApEI). Désormais, ces plans doivent découler de l'identification des besoins sur la base du scénario-cadre. Ils doivent être introduits comme un instrument de planification contraignant pour les gestionnaires de réseau. La conception exacte des droits et obligations des personnes impliquées, notamment dans les domaines de l'information et de la coordination, devra être précisée dans cet article ou dans les dispositions d'exécution (cf. chap. 5.4).
 - o Coordination: dans l'esprit de la ligne directrice 4.4, les diverses obligations de coordination des acteurs impliqués doivent être inscrites dans la loi avec leur surveillance par l'EICom.
 - o Principes de planification:
 - Conformément à la ligne directrice 4.1, les obligations des gestionnaires de réseau doivent être définies de manière contraignante dans leur planification, notamment dans l'optique de la Stratégie énergétique 2050. L'actuel art. 8, al. 1, LApEI est ainsi concrétisé.
 - Par ailleurs, il est nécessaire de préciser les tâches de la société nationale du réseau de transport au sens de la ligne directrice 4.2 en lien avec le raccordement international.
 - Au sens de la ligne directrice 5.6, on peut procéder à une pesée des intérêts et établir qu'une certaine ligne de transport revêt un intérêt national.
- Plan sectoriel des réseaux d'énergie (renvoi aux prochaines étapes): le scénario-cadre et les plans pluriannuels établis à l'aide de l'identification des besoins sont intégrés dans le plan sectoriel des réseaux d'énergie comme base de planification.

Outre ce chapitre consacré à la planification des réseaux, il faut adapter les dispositions relatives aux coûts de réseau imputables et en tenir compte dans la LApEI le cas échéant. Les coûts suivants doivent être considérés comme imputables:

- les coûts d'un câblage (ligne directrice 4.8);
- les amortissements suite à des câblages nécessaires en raison de l'obligation de compenser (chap. 4.9); autres coûts supplémentaires des projets de réseaux (ligne directrice 4.10);
- les dépenses pour les activités de R&D dans le domaine des *réseaux intelligents* (ligne directrice 4.11).

En outre, Swissgrid doit être tenu par l'OApEI, en application de l'art. 20, al. 2, let. e, LApEI, de représenter les intérêts de la Suisse au niveau européen dans le cadre du projet «*Supergrid*» (ligne directrice 5.3).



10.4 Loi sur la protection de la nature et du paysage (LPN)

Dans le cadre de l'autorisation de certains projets d'infrastructure (pas seulement pour les installations électriques), il existe souvent des doublons et des redondances qui prolongent la procédure lors de l'examen et du contrôle des intérêts dignes de protection. En règle générale, le promoteur du projet ou une entreprise spécialisée qu'il a mandatée étudie les conséquences d'un projet par rapport à tous les domaines de protection possibles. Le rapport correspondant est examiné dans un premier temps par les services cantonaux spécialisés, puis par l'OFEV en tant que service compétent de la Confédération. Si un IFP est concerné, la CFNP vérifie une nouvelle fois ce que le promoteur, le canton et l'OFEV ont déjà examiné et établit une (nouvelle) expertise. Dans l'intérêt de procédures rapides et efficaces, les tâches de la CFNP et sa participation aux procédures d'autorisation d'infrastructures doivent être examinées avec des services spécialisés à l'échelle fédérale et cantonale à l'aune de l'organisation moderne de l'administration. Cette mesure fait d'ailleurs l'objet d'interventions parlementaires (p. ex. 12.3069 Mo Groupe libéral-radical, 12.402 Iv. pa. Eder, 12.3319 Ip Bischof).

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 efficace 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 cours de la mise en œuvre de la stratégie.



12 Prochaines étapes

Une fois présenté le projet de conception détaillée de la stratégie Réseaux électriques, il est prévu de terminer les travaux de concrétisation et de remaniement du document comme suit:

Le DETEC est chargé de soumettre au Conseil fédéral la version remaniée de la conception détaillée d'ici au printemps 2013 pour décision. Au préalable, l'OFEN organise une consultation écrite.

Par rapport au calendrier initial (automne 2012), le remaniement de la conception détaillée a du retard, qui s'explique par la complexité du sujet, la multitude d'acteurs différents et le nombre de dispositions légales concernées.

Pour la suite des travaux concernant la stratégie Réseaux électriques, les thèmes suivants doivent encore être approfondis:

- Ligne directrice Raccordement international (cf. chap. 4.2): la ligne directrice doit être concrétisée par rapport au volume des capacités d'importation et d'exportation nécessaires dans l'optique de la sécurité de l'approvisionnement et des possibilités de compenser les fluctuations des injections issues de sources d'énergie renouvelable à l'échelle européenne.
- Ligne directrice Coordination supra-locale à long terme des réseaux électriques et aménagement du territoire (cf. chap. 4.5): concrétisation de la ligne directrice et des processus qui en découlent de même qu'identification de l'éventuelle nécessité d'adapter la législation dans le cadre de la seconde révision partielle de la LAT.
- Facteur des coûts supplémentaires liés au câblage (cf. chap. 4.8): il est nécessaire d'élaborer des dispositions claires pour déterminer le facteur des coûts supplémentaires et les bases pour en fixer le montant.
- Indemnités supplémentaires (cf. chap. 4.10): il faut élaborer des règles de portée générale pour le versement des indemnités supplémentaires (notamment définition du plafond et limitation de l'usage prévu).
- Recherche et développement dans le domaine des réseaux (cf. chap. 4.11): le modèle qui permet d'encourager les activités de recherche et de développement des gestionnaires de réseau doit encore être concrétisé (en particulier le montant maximal des coûts imputables et la justification obligatoire des dépenses R&D).
- Scénario-cadre d'économie énergétique (cf. chap. 5.3): une étude est réalisée sur le scénario-cadre d'économie énergétique. Elle doit identifier les contenus nécessaires sous l'angle de la planification des réseaux et élaborer des recommandations concernant la méthodologie pour établir le scénario-cadre.
- Elaboration d'une feuille de route «smart grids»: il convient d'analyser quel but les *réseaux intelligents* doivent viser à l'avenir en Suisse et quelles fonctionnalités sont indispensables en l'espèce. Il faut déterminer les étapes nécessaires à la réalisation de l'état final identifié à l'aune de la situation actuelle.