



Rapport d'activité de l'ElCom 2015



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Impressum

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Effingerstrasse 39, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Photos

Fotolia (page 1, 10, 72)
ElCom/www.bildkultur.ch (page 6, 7, 51)
Swissgrid (page 32)
Wikipedia (page 43)

Tirage

D : 400, F : 200, I : 50, E : 100

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2016

Table des matières

1	Avant-propos du Président	4
2	Surveillance du marché de gros de l'électricité	6
2.1	La surveillance du marché de gros de l'électricité en ligne de mire	6
2.2	La transparence du marché dans le marché de gros de l'électricité	8
2.3	Section Surveillance du marché – les chiffres de 2015.....	9
3	Sécurité de l'approvisionnement	10
3.1	Aperçu	10
3.2	Qualité de l'approvisionnement	11
3.2.1	Disponibilité du réseau	11
3.2.2	Capacité à l'importation	12
3.3	Mécanismes de capacité	13
3.3.1	Aperçu	13
3.3.2	Évolution au sein de l'UE.....	14
3.3.3	Appréciation de la situation en Suisse.....	15
3.4	Services-système.....	15
3.5	Situation d'approvisionnement durant l'hiver 2015/2016.....	17
4	Réseaux.....	20
4.1	Faits et chiffres des réseaux électriques suisses	20
4.2	Développement et planification des réseaux.....	24
4.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	24
4.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution	25
4.2.3	Participation aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans	26
4.3	Investissements dans l'infrastructure de réseau	26
4.3.1	Investissements dans le réseau de transport.....	26
4.3.2	Investissements dans le réseau de distribution.....	27
4.4	Renforcements de réseau	27
4.5	Société nationale du réseau de transport (évaluation/vente des actions)	29
4.6	Décisions concernant les réseaux	30
5	Marché suisse de l'électricité	32
5.1	Accès au marché et taux de changement	32
5.2	Tarifs du réseau de transport	34
5.3	Tarifs du réseau de distribution	35
5.4	Contrôle des tarifs	37
5.5	Régulation Sunshine	40
5.6	Système de mesure	41
5.7	Rétribution à prix coûtant du courant injecté et rétribution unique	42
6	Affaires internationales	43
6.1	Gestion des congestions	43
6.2	Centrales frontalières.....	44
6.3	Merchant Lines.....	45
6.4	Produits des enchères	45
6.5	Instances internationales.....	47
6.6	Codes de réseau	48
7	Perspectives	50
8	Commission fédérale de l'électricité (ElCom)	51
8.1	Organisation et personnel	52
8.1.1	Commission.....	53
8.1.2	Secrétariat technique	55
8.2	Finances	56
8.3	Manifestations de l'ElCom.....	56
8.3.1	Forum ElCom 2015	56
8.3.2	Manifestations d'information pour les gestionnaires de réseau	56
9	Annexe	57
9.1	Statistique des activités.....	57
9.2	Statistique des procédures de recours.....	57
9.3	Statistique des séances	57
9.4	Publications.....	58
9.4.1	Directives	58
9.4.2	Communications.....	58
9.4.3	Décisions	58
9.4.4	Arrêts	64
9.5	Abréviations et glossaire	66

1 Avant-propos du Président



Carlo Schmid-Sutter
Président de l'ElCom

Au cours des dernières années et malgré des procédures judiciaires longues et coûteuses ainsi que des décisions en partie difficiles à appliquer, une certaine sécurité s'est quand même instaurée tant sur le plan juridique que sur celui des investissements dans de nom-

breux domaines du marché de l'électricité libéralisé en 2008. Un domaine clé n'est toutefois toujours pas réglé: les tarifs de l'énergie. La méthode de calcul du tarif de l'énergie déterminant pour le client final en approvisionnement de base n'a toujours pas fait l'objet d'une décision ayant force obligatoire. La question de principe est actuellement pendante au Tribunal fédéral. A l'issue de plusieurs années de procédure, le Tribunal administratif fédéral a retourné le dossier à l'ElCom, l'assortissant de charges que l'ElCom n'est quasiment pas en mesure d'appliquer. Il en résulte que l'ElCom a dû interrompre toutes les procédures en la matière. Cette situation est particulièrement insatisfaisante pour les consommateurs finaux qui ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur et qui ont droit, en vertu de la loi, à ce que le régulateur surveille l'adéquation de leurs tarifs. Il ne reste qu'à espérer que le Tribunal fédéral prenne rapidement une décision en vue de clarifier la situation.

Notre législation nationale ne parvient pas à s'adapter suffisamment rapidement aux conditions cadres juridiques qui régissent les marchés de l'électricité (Market design) en Europe et évoluent extrêmement rapidement. Les Network-codes, entrés en vigueur en 2015, ont des répercussions importantes sur les gestionnaires de réseau, producteurs et autres acteurs du marché suisses ayant une activité sur les marchés européens. Cette évolution explique notamment pourquoi l'ElCom, en tant qu'autorité de surveillance,

s'est beaucoup impliquée dans les révisions de lois planifiées dans le secteur de l'énergie. Au cours des dernières années, l'ElCom a lancé plusieurs révisions de lois et d'ordonnances, notamment là où la liberté du marché menaçait d'entraver la sécurité de l'approvisionnement. Nous ne voulons en effet pas courir le risque que l'application du droit formel compromette l'approvisionnement du pays.

La sécurité de l'approvisionnement est une contrainte incontournable de la politique énergétique générale de notre pays, au sens où l'entend l'ElCom. Les résultats de nos analyses relatives à la sécurité de l'approvisionnement en électricité étaient jusqu'ici dans l'ensemble positifs. L'approvisionnement en électricité en Suisse correspond en tous points aux normes européennes les plus élevées. Toutefois, fin 2015, les travaux préparatoires de la nouvelle édition du rapport sur la sécurité de l'approvisionnement ont été rattrapés de manière totalement inattendue par les mises en garde émises par Swissgrid pour qui l'approvisionnement énergétique risquait de poser problème au courant de l'hiver 2015/2016. Outre les mesures prises à court terme en vue d'une stabilisation, qui ont apporté les effets escomptés et réussi à détendre la situation critique, il convient désormais de prendre des mesures à moyen et long terme. La discussion devra être menée de manière plus active sur la répartition des rôles et les responsabilités légales des différents acteurs. Conformément à la LApEl, l'ElCom « observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays » tout en surveillant en priorité le respect des dispositions légales. Les réseaux doivent être sûrs, efficaces et performants et les clients finaux ont droit, en tout temps, à la fourniture de la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. Dans le contexte actuel, une délimitation n'est pas toujours aisée entre le secteur monopolistique et le secteur du marché; dès lors, la tâche principale de l'ElCom consiste en priorité à garder une vue d'ensemble de la sécurité du système global. Il convient donc de rappeler aux ac-

teurs concernés les responsabilités qui leur incombent en vertu de la loi, de vérifier la conformité à la loi, la proportionnalité et l'adéquation économique des mesures à prendre et en dernier recours de prendre des mesures relevant de la souveraineté de l'Etat. De telles mesures n'ont fort heureusement pas été nécessaires au cours de l'année sous revue. Il va de soi que l'ElCom continuera d'observer la situation en 2016, d'une part dans la perspective de l'hiver 2016/2017, et d'autre part au moyen d'activités de monitoring à long terme plus intenses et renforcées.

Fruit de l'échec d'une votation populaire concernant un premier projet de libéralisation, la loi sur l'approvisionnement en électricité est dans de nombreux domaines plutôt réservée par rapport à l'établissement d'un marché. Le système de mesure illustre bien cette situation : en 2015, l'ElCom a rendu une décision sur le thème des prestations de mesure. Elle constate dans ladite décision que les prestations de mesure ne sont pas le monopole des gestionnaires de réseau. Le législateur considère le système de mesure comme un ensemble et les prestations de mesure comme une partie de l'exploitation du réseau. Il réglemente en conséquence le système de mesure dans la législation sur l'approvisionnement en électricité en association avec le réseau. Le droit actuel sur l'approvisionnement en électricité ne met pas l'accent sur la concurrence en matière de système de mesure et ne prévoit aucune obligation de contracter du gestionnaire de réseau concernant les prestations de mesure. Par conséquent, les producteurs n'ont pas le droit de choisir leurs prestataires de mesure bien que la concurrence en matière de système de mesure soit techniquement réalisable et économiquement souhaitable, et qu'elle existe déjà partiellement. La situation n'est ainsi pas satisfaisante et devrait être corrigée dans le cadre de la révision de la législation sur l'approvisionnement en électricité à venir.

Une autre tâche importante de l'ElCom consiste à coordonner ses activités avec les régulateurs étrangers. Depuis 2012, l'ElCom bénéficie du sta-

tut d'observateur au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Au sein de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), il a été possible d'intensifier depuis fin 2015 la collaboration internationale en signant un « Memorandum of Understanding ». L'ElCom peut ainsi suivre les développements dans le secteur de l'électricité et faire part de ses idées en tant qu'observateur dans l'Electricity Working Group de l'ACER. Les différents groupes de travail au sein de l'ACER et du CEER sont importants pour l'ElCom dans la perspective d'une coordination internationale renforcée. Tant que la Suisse fait partie intégrante du réseau européen particulièrement imbriqué, une telle collaboration est centrale pour des raisons objectives.

Dans le secteur de la surveillance du marché, l'ElCom a mis en service la plateforme d'annonce en 2015 et reçoit désormais les données du marché de gros de l'électricité de la part des acteurs du marché obligés de s'annoncer. De plus, un outil informatique est actuellement introduit, permettant d'analyser automatiquement de gros volumes de données. Les données fondamentales sont accessibles sur la plateforme du REGRT-E. Étant donné que les analyses requièrent les données suisses comme celles des pays environnants, l'importation des données se fait également depuis fin 2015 dans les systèmes de l'ElCom. La prochaine étape de reporting des données consiste dans l'obligation d'annonce des contrats de transaction non standards à partir du 7 avril 2016.

En ce qui concerne les tarifs des réseaux de distribution, les travaux de la commission ont bien avancé dans le domaine de la régulation Sunshine, au point que la phase test de deux ans prendra prochainement fin. La commission décidera au cours de l'été 2016 de la mise en application formelle. Il ne me reste plus qu'à vous souhaiter une bonne lecture !



2 Surveillance du marché de gros de l'électricité



Cornelia Kawann, cheffe de la section Surveillance du marché avec Renato Tami, directeur de l'EiCom, dans la salle sécurisée de l'EiCom.

2.1 La surveillance du marché de gros de l'électricité en ligne de mire

Un des points forts de l'activité de l'EiCom en 2015 a été la mise en place de la surveillance du marché de gros de l'électricité: l'EiCom a introduit avec succès les mesures destinées à la surveillance du marché, mettant ainsi en application les prescriptions de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. Renato Tami, directeur de l'EiCom, explique les activités, le contexte ainsi que les défis de la mise en place de cette surveillance du marché.

Nous nous trouvons ici dans la salle sécurisée. Pourquoi l'EiCom dispose-t-elle d'une salle sécurisée ?

L'EiCom reçoit depuis fin 2015 des données de transaction provenant du marché de gros de l'électricité. Ces données sont hautement confidentielles. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) prévoit de protéger ces données contre tout accès non autorisé avec des moyens organisationnels et techniques. Dans ce but, l'EiCom a notamment créé une salle sécurisée (Secure User Room) qui permet de traiter les données en toute sécurité. Les droits d'accès à la salle sécurisée sont limités et des règles de comportement spéciales y sont appliquées.

L'EiCom a introduit une surveillance du marché de gros de l'électricité. Quel est le but de cette surveillance ?

Un marché de gros de l'électricité qui fonctionne et une surveillance efficace sont autant de conditions essentielles pour garantir l'application de prix équitables et transparents ainsi qu'un approvisionnement sûr en électricité en Suisse. Les deux sont essentiels pour les consommateurs et consommatrices. Depuis l'entrée en vigueur du règlement REMIT, le marché de gros de l'électricité au sein de l'UE est désormais beaucoup plus surveillé qu'avant. Les acteurs suisses du marché sont également concernés et doivent envoyer leurs données aux autorités dans l'UE. L'art. 26a OApEI garantit que l'EiCom en tant qu'autorité de surveillance obtienne les mêmes données que celles qui

sont annoncées par les acteurs suisses du marché au sein de l'UE.

Quelles ont été les principales activités de l'ElCom dans le cadre de la surveillance du marché en 2015 ?

L'année 2015 a été marquée par des travaux préparatoires. L'ElCom a introduit un système d'enregistrement destiné aux acteurs du marché. En collaboration avec l'Office fédéral de l'informatique (OFIT), nous avons créé les conditions technologiques nous permettant de réceptionner des gros volumes de données fondamentales et de transaction.

Quels sont les défis posés à l'ElCom ?

La première étape a consisté à mettre en place l'infrastructure en vue de contrôler les données, de les réceptionner et de les enregistrer. L'ElCom a dû se référer à l'introduction de REMIT dans l'UE et s'appuyer sur les informations disponibles. Dans de telles circonstances, il a été plus difficile de pla-

En résumé: nous avons réussi à mettre en place en peu de temps un système qui fonctionne tout en respectant les exigences en matière de sécurité et de confort des clients. Le processus d'enregistrement des acteurs du marché s'est déroulé sans entraves. Les aspects liés à la sécurité ont la priorité et nous avons veillé à ce que le nouveau reporting n'implique pas une surcharge de travail excessive pour les participants. La fourniture des données a quasiment démarré en même temps que dans l'UE, bien que les conditions cadres aient été difficiles sur le plan informatique. L'ElCom s'est investie dans son rôle d'autorité de surveillance, a informé régulièrement via la Newsletter, a publié des informations exhaustives sur le site internet et a organisé un atelier pour les acteurs du marché concernés.

Quels sont les projets de l'ElCom en matière de surveillance du marché au cours des prochaines années ?

Une fois les travaux de base nécessaires terminés, notamment au niveau de l'informatique,

« Nous avons réussi à mettre en place en peu de temps un système qui fonctionne »

Renato Tami, Directeur de l'ElCom



nifier notre projet informatique. Par la suite, nous avons dû assurer le raccordement des Registered Reporting Mechanisms (RRMs) et du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E), afin que les données fondamentales et de transaction puissent également nous parvenir.

De quoi êtes-vous particulièrement fier à l'issue de cette première année de surveillance du marché ?

il convient désormais de faire avancer et d'approfondir les analyses de marché. L'ElCom fait donc l'acquisition d'un logiciel de monitoring du marché permettant de faire une analyse automatique étant donné que le volume de données ne peut être géré manuellement. Au mois d'avril 2016, l'obligation d'annoncer entrera en vigueur pour les transactions non standard. Ensuite, nous entendons utiliser les ressources pour des analyses de marché détaillées.

2.2 La transparence du marché dans le marché de gros de l'électricité

Conformément à l'art. 26a OApEl, l'ElCom reçoit de la part des acteurs suisses du marché les mêmes informations que celles que les acteurs du marché en dehors de la Suisse sont tenus de fournir aux autorités de l'UE en vertu du règlement REMIT (règlement (UE) no 1227/2011 sur l'intégrité et la transparence). Les autorités suisses disposent ainsi au moins des mêmes informations que les autorités de l'UE. L'article 26a OApEl permet également de garantir l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'électricité, indispensables pour en assurer le bon fonctionnement. Ces conditions contribuent à empêcher en outre les manipulations du marché et les opérations d'initiés.

L'ElCom dispose depuis 2014 de sa propre section chargée de la surveillance du marché, qui assure la surveillance du marché de gros de l'électricité et met en application l'art. 26a OApEl. En 2015, l'ElCom a posé les jalons de la surveillance du marché de gros de l'électricité. En collaboration avec l'Office fédéral de l'informatique, elle a créé les bases technologiques nécessaires et un système électronique pour un traitement sûr des informations. L'ElCom a ainsi pu recevoir et analyser de manière ponctuelle les informations qui devaient lui être fournies conformément à l'art. 26a OApEl, dans un premier temps les données de transaction standard et les données fondamentales.

Pour procéder à une analyse approfondie, l'ElCom mettra en place un logiciel de monitoring du marché qui permet une analyse automatique et systématique des données. L'achat de ce logiciel a eu lieu dans le cadre d'un appel d'offres conforme au droit des marchés pu-

blics (appel d'offres OMC). En août 2015, une entreprise suédoise a reçu l'adjudication à l'issue de la procédure des marchés publics.

La section de l'ElCom Surveillance du marché soigne les contacts avec les acteurs suisses du marché ainsi qu'avec d'autres autorités nationales et étrangères, les bourses et les fournisseurs de données (notamment les RRM). Sur le plan national, des échanges ont lieu notamment avec l'Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers (FINMA) et la Commission fédérale de la concurrence (COMCO). Sur le plan international, l'ElCom participe aux travaux de la Task Force du CEER chargée de la surveillance du marché, participe aux tables rondes de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) organisées sur REMIT et soigne les contacts avec les instances chargées de la surveillance du marché dans les états voisins.

Malgré ces échanges réguliers, la collaboration entre la Suisse et l'UE est de plus en plus difficile. Un accord bilatéral sur l'électricité pourrait néanmoins résoudre une partie des problèmes. La Suisse ne dispose pas non plus d'une base légale autorisant le relevé exhaustif des données: sur le marché de gros de l'électricité, les manipulations de marché et les opérations d'initiés ne sont pas interdites, ni punissables en Suisse, contrairement aux transactions boursières classiques en Suisse ou au commerce de l'énergie au sein de l'UE. Les bases légales nécessaires doivent être créées afin de combler cette lacune. Les travaux préparatoires correspondants ont démarré dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl).

2.3 Section Surveillance du marché – les chiffres de 2015

La section Surveillance du marché a pu recruter deux collaborateurs supplémentaires en 2015 et compte désormais cinq collaborateurs, chargés de la mise en place de l'infrastructure et de la gestion opérationnelle. Les collaborateurs de la section Surveillance du marché disposent notamment de compétences dans les secteurs suivants : économie énergétique, analyse de marché et technologie de l'information. La section est dirigée par Cornelia Kawann.

A l'automne 2015, les reporting ont démarré à l'ElCom. Jusqu'à fin 2015, 2'346'679 messages ont été saisis dans la banque de données de l'ElCom. Sur les messages envoyés, 30% provenaient de transactions alors que 70% des données provenaient des décisions d'effectuer une transaction (Orders to Trade). Environ 70% des opérations effectuées durant cette période concernaient le négoce à court terme ; 30% concernaient des opérations financières. Jusqu'à fin 2015, 35 acteurs du marché se sont enregistrés auprès de l'ElCom ; l'ElCom a autorisé cinq RRM comme fournisseurs de données.

3 Sécurité de l'approvisionnement



Le niveau des lacs suisses d'accumulation (ici, le lac du Grimsel dans l'Oberland bernois) étaient anormalement bas l'hiver dernier.

3.1 Aperçu

Conformément à l'art. 22, al. 3 et 4, LApEI, l'ElCom est chargée de surveiller l'approvisionnement en électricité. Si à moyen ou long terme, la sécurité de l'approvisionnement du pays venait à être sérieusement compromise, l'ElCom présenterait des mesures au Conseil fédéral (art. 9 LApEI). De telles mesures s'appliquent aux domaines suivants : efficacité de l'utilisation de l'électricité, acquisition de l'électricité ou renforcement et développement des réseaux électriques. La sécurité de l'approvisionnement est garantie si la quantité d'énergie demandée est disponible en tout temps dans l'ensemble du réseau électrique au niveau de qualité requis et à un prix abordable.

L'ElCom veille à la sécurité de l'approvisionnement. Pour ce faire, elle relève d'une part des données relatives à la qualité de l'approvisionnement et à la disponibilité du réseau, c'est-à-dire à la fréquence des coupures de courant et publie ces données chaque année. D'autre part, l'ElCom observe la capacité d'importa-

tion disponible ainsi que l'évolution des capacités transfrontalières disponibles (cf. paragraphe 3.2).

La sécurité de l'approvisionnement dépend de la capacité de production et de la disponibilité de l'électricité. Pour cette raison, l'ElCom observe également les marchés étrangers et les activités des régulateurs étrangers dans le domaine des mécanismes de capacité (cf. paragraphe 3.3).

Des capacités de production suffisantes ainsi qu'un réseau de transport et de distribution bien dimensionné ne permettent pas à eux seuls de garantir la sécurité de l'approvisionnement. Étant donné que l'énergie électrique ne se laisse pas stocker dans le réseau électrique, il faut en outre que les quantités d'énergie injectées dans le réseau correspondent à tout moment à l'énergie soutirée. Cette compensation se fait par l'intermédiaire de l'énergie d'ajustement (cf. paragraphe 3.4).

Au cours de l'hiver 2015/2016, la sécurité de l'approvisionnement en Suisse a été tendue pour plusieurs raisons (cf. paragraphe 3.5). L'ElCom publie tous les deux ans un rapport circons-

tancié sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse; le prochain rapport est prévu en 2016.

3.2 Qualité de l'approvisionnement

3.2.1 Disponibilité du réseau

La qualité de l'approvisionnement est notamment définie par une disponibilité élevée du réseau. En Suisse, l'évolution de la disponibilité du réseau est surveillée depuis 2010. Pour ses analyses, l'ElCom s'appuie sur les indices SAIDI (« System Average Interruption Duration Index ») et SAIFI (« System Average Interruption Frequency Index »), reconnus au niveau international. L'indice SAIDI quantifie la durée moyenne des coupures de courant affectant un consommateur final et l'indice SAIFI indique la fréquence moyenne des coupures par consommateur final. Le relevé prend en compte toutes les interruptions non planifiées, supérieures à trois minutes et imputables à un événement naturel, à une erreur humaine, à une cause fonctionnelle ou à l'influence de tiers.

Pour évaluer la disponibilité du réseau, l'ElCom analyse les coupures des 89 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Via leurs réseaux, ces gestionnaires génèrent 88% du chiffre d'affaires de l'énergie produite en Suisse et fournissent 80% de l'énergie directement à leurs consommateurs finaux. En 2014, ces 89 gestionnaires de réseau ont enregistré 5140 coupures non planifiées (cf. Tableau 1). Le nombre de coupures non planifiées a diminué de plus de 1000 par rapport à l'année précédente. Il ne permet toutefois pas de se prononcer de manière exhaustive sur la disponibilité du réseau. Pour cela, il faut prendre en compte la durée des coupures et le nombre de consommateurs finaux concernés.

	2010	2011	2012	2013	2014 ¹	Unité
Interruptions	6080	6000	7280	6330	5140	Nombre
SAIDI	14	16	22	15	13	Minutes par consommateur final
SAIFI	0,28	0,28	0,34	0,28	0,22	Interruptions par consommateur final

Tableau 1 : Évolution de la qualité de l'approvisionnement en Suisse

En 2014, la durée moyenne des coupures non planifiées était de 13 minutes par consommateur final, soit une amélioration de 2 minutes dans tout le pays par rapport à l'année précédente. La fréquence moyenne des coupures non planifiées a également baissé en 2014 par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0,22 interruptions par consommateur final. Depuis le début des relevés en 2010, la disponibilité du réseau n'a jamais été aussi élevée qu'en 2014. Les pics des indices SAIDI et SAIFI en 2012 s'expliquent essentiellement en raison d'événements naturels

extraordinaires (tempête et chutes de neige). Par rapport aux pays voisins, la Suisse affiche d'excellentes notes concernant la qualité de l'approvisionnement. Selon les données officielles du CEER, le Conseil européen des régulateurs de l'énergie, la durée moyenne des coupures non planifiées par consommateur final oscillait entre 12 et 50 minutes en 2014 dans les pays voisins (Allemagne, Autriche, France et Italie).

¹ Les chiffres concernant la qualité de l'approvisionnement 2015 seront publiés en juin 2016 et pourront être consultés sur la page Internet de l'ElCom.

3.2.2 Capacité à l'importation

Outre la disponibilité du réseau, la capacité d'importation à disposition est aussi une caractéristique importante de la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. C'est pourquoi l'ElCom suit le développement des capacités d'interconnexion transfrontalières disponibles (« Net Transfer Capacity », NTC). La NTC indique quelle capacité de transport est disponible entre la Suisse et les États voisins sans contrevenir aux normes de sécurité.

Swissgrid détermine cette valeur pour chacune des quatre frontières de la Suisse en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins. La capacité d'importation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage Suisse, est comptabilisée dans la capacité d'importation de l'Autriche. Le Tableau 2 fournit un aperçu de l'évolution des capacités disponibles.

NTC (MW)	2011	2012	2013	2014	2015
France	3116	3109	3060	3093	3073
Allemagne	1087	895	965	1094	1373
Autriche	312	456	512	612	779
Italie	1721	1724	1726	1722	1720

Tableau 2 : Évolution de la capacité d'importation (NTC) de la Suisse 2011–2015

Etant donné que l'échange d'énergie avec les pays voisins passe à raison de 90% par le réseau 380 kV, c'est la capacité des transformateurs de couplage (380/220 kV) qui limite avant tout les possibilités d'importation maximales possibles. Les capacités d'importation aux différentes frontières de la Suisse sont restées très stables entre 2011 et 2015. L'augmentation des capacités d'importation en 2014 et 2015 s'explique par le déplacement et l'aménagement de transformateurs 380/220 kV (Bassecourt et Bickigen) entraînant des hausses de capacité ; par ailleurs Swissgrid a pu optimiser durant l'hiver 2015 la capacité d'importation aux frontières allemandes et autrichiennes grâce à de nouveaux systèmes de planification et de prévision.

Compte tenu des importants flux de transit à travers la Suisse (du nord au sud), la capacité d'exportation disponible vers l'Italie joue également un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Le niveau de cette capacité a une influence déterminante sur la disponibilité de la capacité d'importation aux frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche. Afin de garantir la stabilité du réseau en Italie, le gestionnaire du réseau de transport italien Terna a ordonné les années précédentes des réductions de capacité plus fréquentes (cf. Tableau 3).

NTC (MW)	2011	2012	2013	2014	2015
Italie	3050	2826	2767	2557	2948

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'exportation de la Suisse vers l'Italie (NTC)

Avec la sortie du nucléaire et le développement prévu des énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique, les centrales électriques dont la capacité d'injection est très fluctuante joueront à l'avenir un rôle crucial dans l'approvisionnement en électricité. Vraisemblablement les importations mais aussi les exportations d'électricité devraient gagner en importance en raison des fluctuations de

l'injection de courant provenant d'énergies renouvelables. Pour garantir la sécurité à moyen et long terme de l'approvisionnement en électricité, il faut maintenir la capacité d'importation, ainsi que les capacités de transformation de l'énergie des réseaux de niveau supérieur vers les réseaux inférieurs, et si nécessaire les adapter en fonction des périodes de l'année ou des besoins.

3.3 Mécanismes de capacité

3.3.1 Aperçu

Le parc de production d'électricité situé en Europe centrale et de l'ouest subit une transformation radicale. Des centrales conventionnelles, notamment des centrales nucléaires, perdent en importance tandis que de plus en plus d'installations de production d'électricité renouvelable voient le jour. Cette évolution est possible grâce aux programmes d'encouragement étatiques. Contrairement à la pénurie d'électricité que l'on craignait initialement, une large offre excédentaire s'est développée au cours des dernières années sur le marché de l'électricité européen et cela malgré la mise hors service de centrales thermiques. Une demande stagnante a conforté cette tendance. Associée à la baisse des prix des combustibles et des certificats CO₂, cette offre excédentaire a entraîné sur les marchés de gros de l'électricité un effondrement durable des prix. A la bourse de l'électricité suisse SwissIX, le kWh se négocie à la moitié du prix de la fin de la décennie précédente.

Dans les conditions actuelles, plusieurs centrales ne sont plus en mesure de couvrir leurs

coûts de revient. Étant donné que la production de courant renouvelable dépend des conditions d'ensoleillement et des vents, elle est soumise à de fortes variations. Les centrales conventionnelles existantes doivent continuer de fonctionner, parfois pour couvrir les pics de consommation.

Pour pouvoir garantir la rentabilité de ces centrales à l'avenir également, deux concepts sont mis en œuvre. Soit laisser libre cours aux forces du marché sur les bourses de l'électricité, de sorte que, dans des situations de congestion, les prix de l'électricité dépassent éventuellement largement les prix moyens. Dans ces conditions, il est possible de financer les coûts de revient des centrales conventionnelles même sur quelques heures d'exploitation seulement par an. Soit l'État interdit toute hausse excessive des prix et limite ainsi les prix de l'électricité. Parallèlement il garantit la mise à disposition suffisante de capacités de centrales de production, grâce à des mécanismes dits « de capacités ».

3.3.2 Évolution au sein de l'UE

Dans plusieurs pays d'Europe, notamment au sein de l'UE, l'introduction de tels mécanismes de capacité est planifiée, voire déjà mise en œuvre (cf. Figure 1). Plusieurs possibilités et instruments sont envisageables. Un service centralisé, comme la société nationale du réseau de transport, peut par exemple acquérir les capacités de production nécessaires auprès de gestionnaires de centrales par le biais d'une mise aux enchères. Ce type de mécanisme, qualifié de marché de capacité centralisé, est notamment utilisé en Italie. On parle au contraire de marché de capacité décentralisé lorsqu'au lieu d'avoir un unique client chaque fournisseur est obligé d'acquérir lui-même les

capacités nécessaires pour garantir un approvisionnement sûr. Cette approche s'applique par exemple en France. Un modèle des paiements de capacité est encore une autre possibilité. Il prévoit que la reprise de la capacité proposée soit garantie à un prix fixe préalablement défini. Enfin, il existe une approche dite de réserves de capacité, principalement utilisée en Allemagne. Un segment de capacité et un segment climatique (blocs de lignite) sont acquis en parallèle sur une base contractuelle. Contrairement aux variantes mises en œuvre jusqu'à présent, les centrales participant à ces segments ne peuvent cependant plus produire pour le marché de l'électricité régulier.

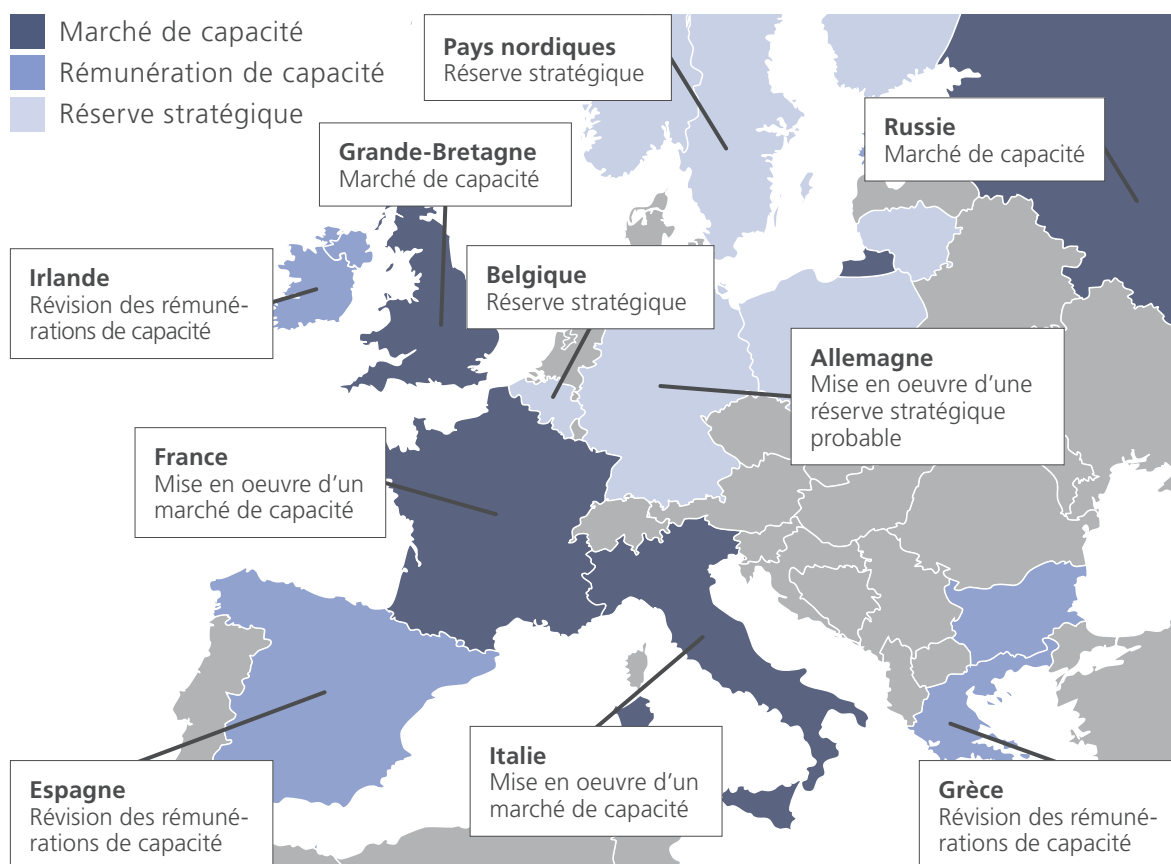


Figure 1 : Aperçu de l'état actuel des mécanismes de capacité en Europe (selon FTI.LC Energy)

3.3.3 Appréciation de la situation en Suisse

Actuellement, les possibilités d'importation et les capacités des centrales suisses suffisent à garantir la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. Malgré les bas prix sur le marché, il ne faut pas s'attendre actuellement à ce que des centrales suisses soient débranchées faute de rentabilité. Toutefois, il ne faut pas non plus compter sur le fait que, au vu des présentes conditions du marché, de nouvelles centrales puissent être aménagées à large échelle sans soutien de l'État.

L'ElCom est persuadée que le marché de l'électricité est en mesure de veiller lui-même aux incitations nécessaires aux investissements, même sans prix maximum fixés par l'État. Si l'offre venait à se faire rare, des prix de l'électricité en hausse sur les marchés de gros de

l'électricité donneraient les signaux nécessaires à la construction de nouvelles centrales. Pour cette raison, l'ElCom ne plaide pas en faveur de l'introduction d'un marché de capacité en Suisse. Il ne faut toutefois pas exclure que les marchés de capacité d'autres pays européens entraînent une baisse des prix sur le marché de l'électricité en Suisse. Cela induirait un préjudice pour les producteurs d'électricité suisses par rapport aux fournisseurs étrangers, dans la mesure où les exploitants de centrales suisses ne pourraient pas participer aux enchères des marchés de capacité en France, en Italie ou ailleurs. Afin de conserver une concurrence équitable, l'ElCom insiste devant les instances européennes sur l'importance d'un traitement équitable de tous les concurrents.

3.4 Services-système

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement, il faut disposer de capacités de production d'électricité suffisantes et de réseaux de transport et de distribution bien dimensionnés pour acheminer l'énergie au client final. Étant donné que l'énergie électrique ne se laisse pas stocker dans le réseau électrique, il faut en outre que la quantité d'énergie injectée dans le réseau soit à tout moment égale à celle de l'énergie soutirée. Il est cependant difficile de planifier exactement les volumes d'électricité produits et consommés, malgré les très bonnes prévisions des fournisseurs. C'est pourquoi même des écarts minimes par rapport à la norme doivent continuellement être équilibrés.

Cet ajustement intervient le plus souvent en adaptant la production d'électricité à la consommation du moment. Afin d'équilibrer continuellement production et consommation d'électricité, il faut des centrales dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. La puis-

sance de réglage fournie par ces centrales s'acquiert par une procédure axée sur le marché. Les coûts qui en découlent sont imputés aux clients finaux par le biais des tarifs pour les services-système. Ces tarifs englobent aussi d'autres prestations nécessaires à une exploitation sûre du réseau; toutefois, la puissance de réglage y représente la part la plus importante.

La Figure 2 présente l'évolution des prix de la puissance de réglage secondaire (les 20 MW les plus chers sont représentés), celle utilisée pour compenser en quelques minutes d'éventuels déséquilibres du réseau. Les prix peuvent varier énormément, influencés par différents facteurs. La hausse des prix récurrente à chaque printemps est particulièrement intéressante. En Suisse, la puissance de réglage est fournie en grande partie par les centrales à accumulation (barrages). Faute de remplissage, les lacs de retenue se vident régulièrement durant l'hiver, entraînant une réduction de l'offre et une augmentation des prix de la puissance de

réglage. La fonte des neiges au printemps détend la situation.

Un hiver particulièrement rude et long a entraîné, en 2013, une forte hausse des prix, plutôt inhabituelle pour cette période de l'année. Une comparaison sur plusieurs années montre cependant que les prix de la puissance de réglage tendent à baisser à long terme, et cela en raison de différents facteurs. D'une part, les exploitants des centrales se sont ef-

forcés à augmenter spécifiquement l'offre en puissance de réglage. D'autre part, certains gros consommateurs (entrepôts frigorifiques, pompes à chaleur, etc.) peuvent réduire temporairement leur consommation, contribuant ainsi à équilibrer offre et demande. Un autre facteur est la mise en place de coopérations internationales. La collaboration avec des pays voisins ouvre des perspectives d'économies potentielles au niveau des services-système.

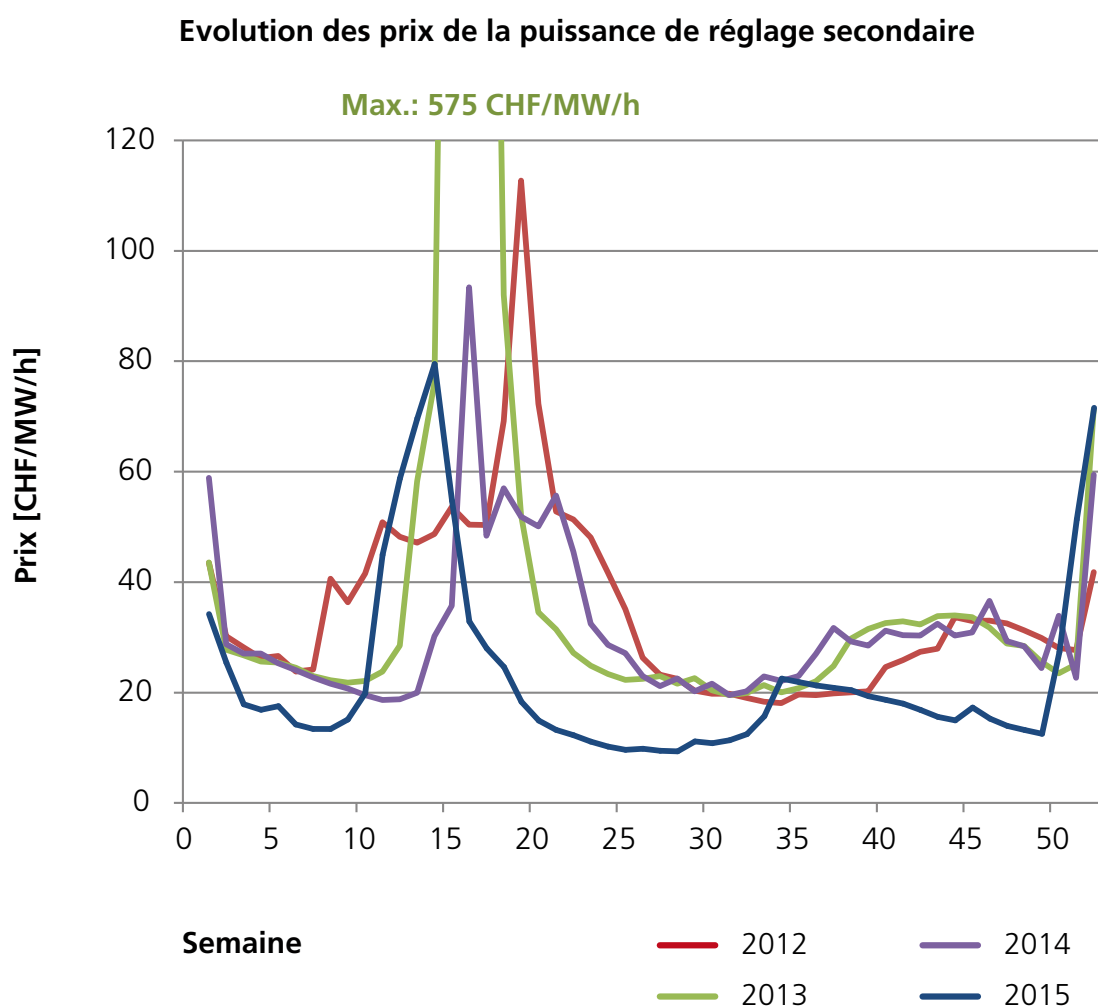


Figure 2 : Évolution des prix de la puissance de réglage secondaire pour les 20 MW les plus chers

3.5 Situation d'approvisionnement durant l'hiver 2015/2016

Le 2 décembre 2015, Swissgrid a publié un communiqué de presse indiquant que la situation s'annonçait tendue concernant l'énergie et le réseau durant l'hiver 2015/2016, pour différentes raisons. Les centrales nucléaires de Beznau 1 et 2 étant à l'arrêt, une grande partie de l'énergie en ruban faisait défaut sur le réseau 220 kV. De plus, les rivières avaient un débit faible dû à un été et un automne particulièrement secs, si bien que la production d'électricité à partir des centrales au fil de l'eau était plus faible que d'habitude. En outre, des prix élevés de l'électricité sur les marchés spot ont eu pour conséquence que passablement d'eau des lacs d'accumulation a été utilisée plus tôt que d'habitude pour produire du courant, avec pour conséquence que ces lacs étaient à la mi-décembre moins remplis par rapport à la norme des années précédentes. Enfin, les flux de charge ont parfois tellement limité la capacité des transformateurs 380/220 kV qu'il n'était pas possible de transformer suffisamment d'énergie en provenance de l'étranger pour le réseau suisse de 220 kV, donc au niveau du réseau de distribution. Si les exploitants des centrales avaient compensé ce déficit par une production supplémentaire à partir des centrales à accumulation, ils auraient vidé encore plus rapidement les lacs des barrages. Cela aurait entraîné des pénuries d'approvisionnement vers la fin de l'hiver (de février à avril 2016).

La situation instable d'approvisionnement durant l'hiver 2015/2016 a été provoquée par des difficultés liées d'une part à la production d'électricité (production insuffisante sur le réseau 220kV, manque d'eau dans les lacs d'accumulation) et d'autre part au réseau (capacité des transformateurs limitée). Avec l'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité, l'exploitation du réseau est disso-

ciée de la production, du négoce et de la distribution d'énergie, avec pour conséquence que les responsabilités pour la sécurité de l'approvisionnement se répartissent entre plusieurs acteurs ayant des rôles différents.

Selon la loi sur l'énergie (LEne), l'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique. En tant que gestionnaire du réseau de transport, Swissgrid veille à une exploitation non discriminatoire, fiable et performante du réseau de transport. De plus, elle est responsable de la gestion des bilans d'ajustement et de la fourniture des services-système, y compris de l'énergie de réglage, et prend les mesures nécessaires en cas de menace pour la stabilité d'exploitation du réseau. Il incombe donc en premier lieu aux gestionnaires de réseau et aux entreprises électriques de garantir l'approvisionnement des consommateurs.

L'ElCom doit en revanche veiller au respect de la loi sur l'approvisionnement en électricité, observer les évolutions des marchés de l'électricité dans la perspective d'un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays et, si la sécurité de l'approvisionnement à moyen et long terme est sérieusement compromise, proposer des mesures au Conseil fédéral conformes à l'art. 9 LApEl. L'Office fédéral pour l'approvisionnement économique (OFAE) a pour rôle de maîtriser les pénuries graves qu'il n'est plus possible de gérer à l'aide de mesures économiques. Le Tableau 4 présente de manière détaillée les différents intervenants et leurs mandats conformément à diverses lois et ordonnances : loi sur l'énergie (LEne), LApEl, OApEl, loi sur les forces hydrauliques (LFH) et loi sur l'approvisionnement du pays (LAP).

Intervenant	Base légale	Tâches	Domaine
Swissgrid	Art. 20, al. 1 LApEI	veille à une exploitation non discriminatoire, fiable et performante du réseau de transport et fixe les capacités de transport transfrontalier.	Réseau
Swissgrid	Art. 20, al. 2b, LApEI	est responsable de la gestion des bilans d'ajustement et fournit les autres services-système (SDL), y compris les énergies de réglage.	Réseau/ Energie
Swissgrid	Art. 20, al. 2c, LApEI	ordonne les mesures nécessaires si la stabilité d'exploitation du réseau est menacée et règle les modalités avec les gestionnaires de réseau de distribution (GDR), les exploitants de centrales électriques (ECE) et d'autres parties concernées.	Réseau
Swissgrid	Art. 20, al. 4, LApEI	peut proposer à l'ElCom d'exproprier un propriétaire lorsque l'accomplissement de ses propres tâches l'exige.	Réseau
Swissgrid	Art. 5, al. 4, LApEI	doit ordonner ou prendre les mesures nécessaires pour garantir la stabilité du réseau si son exploitation est menacée. Si ses injonctions ne sont pas suivies, des mesures de substitution peuvent être ordonnées aux frais du destinataire.	Réseau
Swissgrid	Art. 15a, al. 2, LApEI	fixe les prix de l'énergie d'ajustement de sorte à promouvoir l'équilibre du réseau et à empêcher les abus.	Energie
Secteur de l'énergie	Art. 4, al. 2, LEne	L'approvisionnement énergétique relève des entreprises de la branche énergétique.	Energie
Gestionnaires de réseau	Art. 6, al. 1, LApEI	prennent les mesures requises pour fournir en tout temps aux consommateurs finaux la quantité désirée d'électricité.	Energie
ElCom	Art. 22, al. 1, LApEI	prend les mesures et rend les décisions nécessaires à l'exécution de LApEI et de ses dispositions.	Réseau/ Energie
ElCom	Art. 22, al. 3, LApEI	observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité.	Réseau/ Energie
ElCom	Art. 22, al. 4, LApEI	observe et surveille la sécurité de l'approvisionnement à moyen et long terme, proposant si elle est sérieusement compromise des mesures conformes à l'art. 9.	Réseau/ Energie
DETEC/OFEN	Art. 8 LFH	peut introduire une autorisation obligatoire pour l'exportation à l'étranger d'électricité d'origine hydraulique.	Energie
OFAE	Art. 28 LAP	S'il le faut et pour la durée de graves pénuries, le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions régissant des biens d'importance vitale (gestion de l'offre et de la demande).	Energie

Tableau 4 : Intervenants et leurs rôles selon LApEI, OApEI, LEne, LFH et LAP

Des mesures basées sur le marché et, dans la mesure du possible, sur des optimisations techniques du réseau ont été privilégiées par l'ElCom pour remédier à cette situation tendue en matière d'énergie et de réseau. L'ElCom a demandé à Swissgrid en décembre 2015 déjà d'acquiescer suffisamment tôt les services-système pour les mois critiques de février à avril, afin de garantir les réserves hydrauliques nécessaires. De même, elle l'a enjoint d'une part à interdire temporairement les enchères mensuelles de capacités d'exportation d'énergie et à procéder uniquement aux enchères journalières, d'autre part à adapter ses contrats de réacheminement d'électricité (redispatch) avec les exploitants de centrales, afin que ces derniers conservent dans leurs lacs d'accumulation suffisamment d'énergie pour les mesures de réacheminement. Par ailleurs, l'ElCom a demandé à Swissgrid de relever le plafond de ses prix pour le recours à l'énergie de réglage tertiaire de 3000 EUR/MWh à 9999 EUR/MWh, afin d'inciter les groupes-bilan à l'équilibre et décharger au maximum les capacités d'importation et celles du réseau.

Avec la remise en service de la centrale nucléaire de Beznau 2 à la fin décembre 2015, la Suisse bénéficiait de nouveau sur le niveau de réseau du 220 kV concerné par les congestions d'une production supplémentaire de 365 MW. Il s'en est suivi que les flux de charge sur le réseau de transport se sont répartis autrement et que les capacités d'importation à la frontière nord de la Suisse ont pu être augmentées. Le climat relativement tempéré au cours de l'hiver ainsi qu'une hydraulité améliorée pour les centrales au fil de l'eau ont permis une légère détente de la situation énergétique et du réseau au début de l'année 2016.

Les événements de l'hiver 2015/16 seront ré-examinés au cours de l'année 2016 afin de déterminer s'il faut éventuellement agir en prévision des prochains semestres d'hiver. Il s'agira alors d'examiner les rôles et responsabilités des différents intervenants concernant la sécurité de l'approvisionnement et de régler d'éventuelles imprécisions des interactions entre producteurs d'énergie et ceux responsables du réseau.

4 Réseaux



Le réseau de transport suisse a une longueur de plus de 6700 kilomètres.

4.1 Faits et chiffres des réseaux électriques suisses

Dans la plupart des catégories, la quantité des installations du réseau électrique suisse a un peu augmenté au cours des dernières années (cf. Tableau 5). Conformément aux attentes, le nombre

de lignes aériennes et de postes de transformateurs aériens du réseau de distribution a diminué alors que la part des câbles et des stations de transformation a par contre augmenté.

Classe d'installations	2010	2011	2012	2013	2014	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MS (NR5) et BT (NR7)	101'409	102'832	104'894	111'626	116'477	km
Câbles HT (NR3)	1893	1917	1980	1976	2031	km
Câbles MT (NR5)	30'607	31'370	32'174	32'833	33'544	km
Câbles BT (NR7)	72'852	72'491	73'382	75'127	76'311	km
Câbles de raccordement clients finaux NS (NR7)	45'926	46'454	47'957	50'972	52'569	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6750	6750	6750	6750	6750	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	7057	6935	6918	7059	7158	km triphasé
Lignes aériennes MT (NR5)	12'232	11'888	11'570	11'151	10'914	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	11'558	11'117	10'835	10'227	9719	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	1114	1192	1144	1097	1314	Nombre

Classe d'installations	2010	2011	2012	2013	2014	Unité
Transformateurs NR2	150	158	154	155	152	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	139	164	185	163	177	Nombre
Transformateurs NR3 ²	92	96	97	82	81	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	1917	2268	2577	2449	2545	Nombre
Transformateurs NR4	1117	1140	1147	1144	1145	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	1384	1781	1906	1952	2110	Nombre
Transformateurs NR5 ²	1067	758	585	536	566	Nombre
Stations de couplage NR5 ¹	27'467	27'811	27'366	29'468	26'727	Nombre
Stations transformatrices NR6	48'985	49'190	51'100	51'862	52'425	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	6287	6150	5716	5831	5685	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	155'764	158'937	156'839	170'285	171'712	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	687	683	679	671	659	

1) Les stations de couplage englobent les stations de couplage supérieure et inférieure de chaque niveau de réseau, à l'exception du niveau de réseau 2, pour lequel conformément à l'art. 2, al. 2, OApEI, la station de couplage supérieure est rattachée au niveau de réseau 1.

2) Les transformateurs aux niveaux de réseau 3 et 5 concernent toujours des plages de tension variables au sein du même niveau de réseau (p. ex. NR 3 110 et 50 kV).

Tableau 5: Installations du réseau de distribution suisse

La valeur résiduelle des installations du réseau de distribution s'élève presque à 18 milliards de francs. Après déduction des doubles décomptes, les recettes pour l'utilisation du réseau de distribution (sans les redevances et prestations à la collectivité ni la redevance pour la rétribution du courant injecté à prix coûtant) se montent à 3,4 milliards de francs par année.

Les figures ci-après montrent comment la propriété et les recettes provenant de l'utilisation du réseau sont réparties en fonction de la taille des entreprises. Les 100 plus grands gestionnaires de réseau y sont présentés par

groupes de dix, les 600 autres restant étant réunis dans une catégorie distincte. Les 10 plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) possèdent ensemble 40% des installations déclarées; les 50 plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé, rouge foncé, vert, violet et bleu clair) possèdent globalement les trois quarts de ces installations, tandis que les 50 gestionnaires de réseau suivants possèdent juste 10% de l'ensemble des installations déclarées (Figure 3). Les quelque 600 gestionnaires de réseau restant (Reste) ne disposent que d'un sixième de la valeur des installations du réseau de distribution.

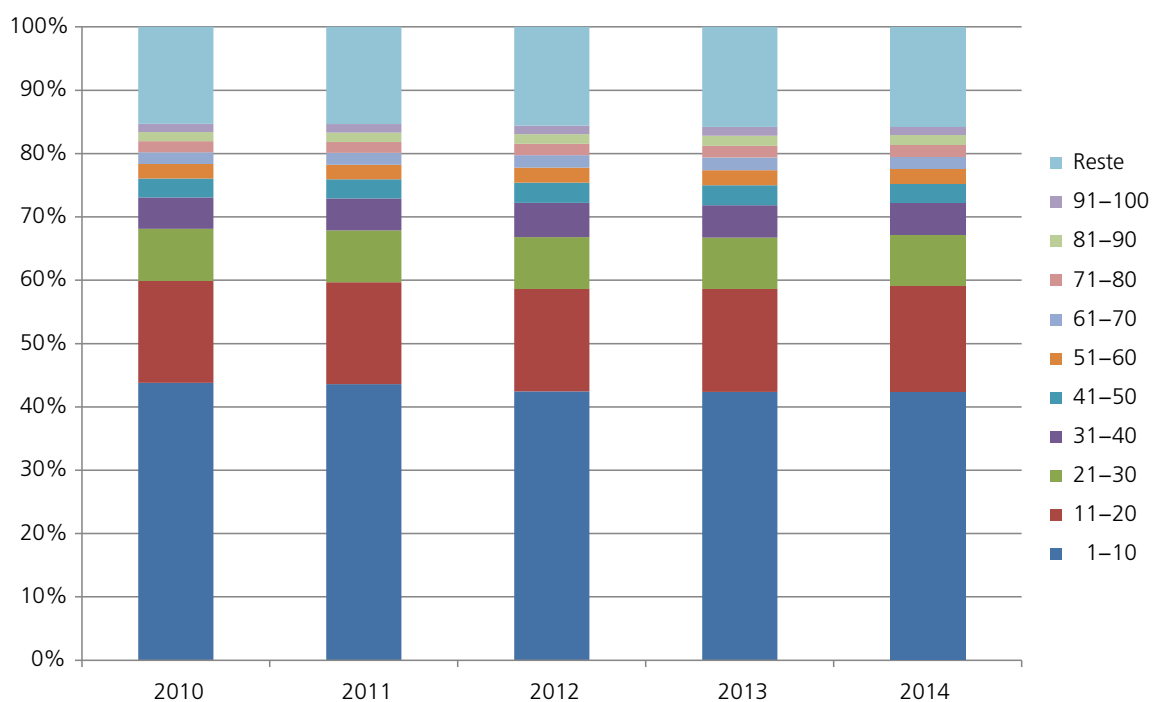


Figure 3 : Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

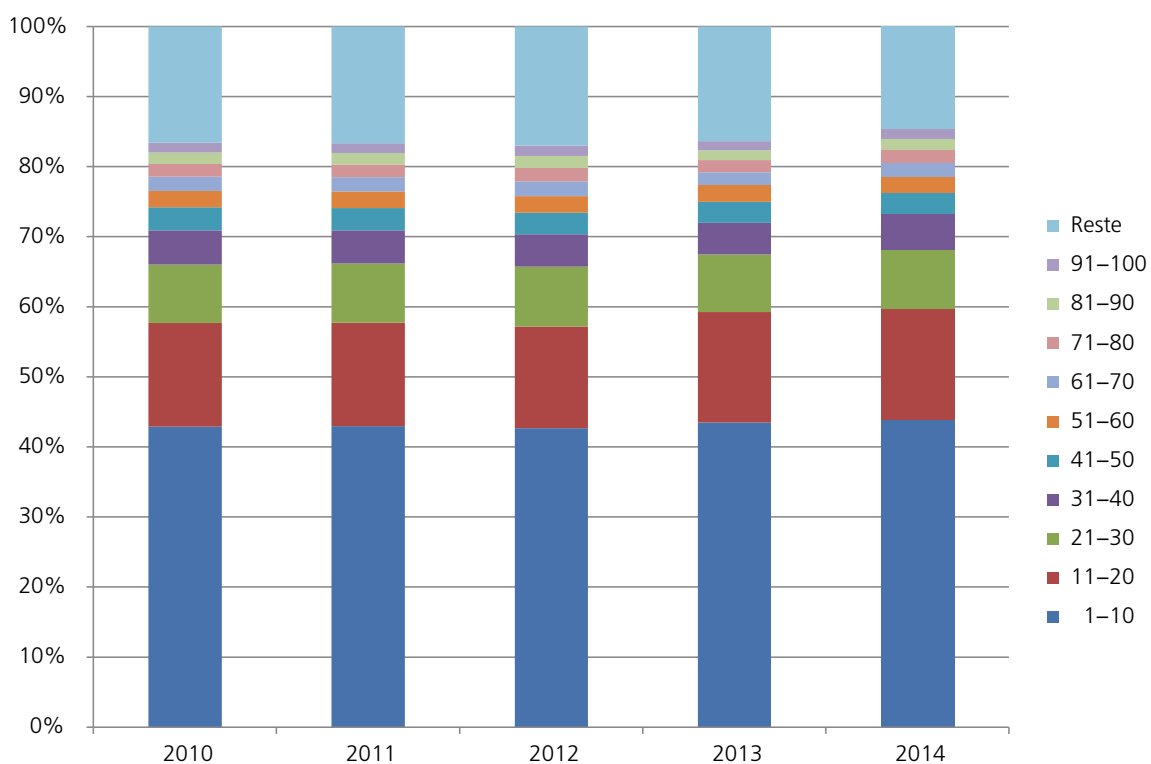


Figure 4 : Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

Les produits résultant de l'utilisation du réseau de distribution (qu'on appelle rémunération pour l'utilisation du réseau voir Figure 4) correspondent à cette répartition (Figure 3). L'importance relative des gestionnaires de réseau en fonction de la taille de l'entreprise n'a pas évolué durant la période d'observation.

Les deux figures (Figure 3 et Figure 4) montrent que le gestionnaire de réseau typique est plutôt petit. Seul un gestionnaire de réseau sur dix approvisionne plus de 10'000 consommateurs finaux et le gestionnaire de réseau médian n'a que 1100 consommateurs finaux (les Figure 3 et Figure 4 ne le mettent pas en évidence).

La Figure 5 ci-après présente la répartition des coûts de réseau (y c. charges fiscales ainsi que redevances et prestations) qui se montent à 4,1 milliards de francs par année. Les coûts de capital et d'exploitation représentent la plus grande part de ces coûts (plus de 80%). L'augmentation des coûts de capital de 200 millions entre 2013 et 2014 est largement liée au relèvement du taux d'intérêt calculé (WACC) en 2014. Le reste des coûts de réseau correspond aux impôts directs ainsi qu'aux redevances et prestations fournies à la collectivité (y c. rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et redevance pour la protection des eaux et des poissons).

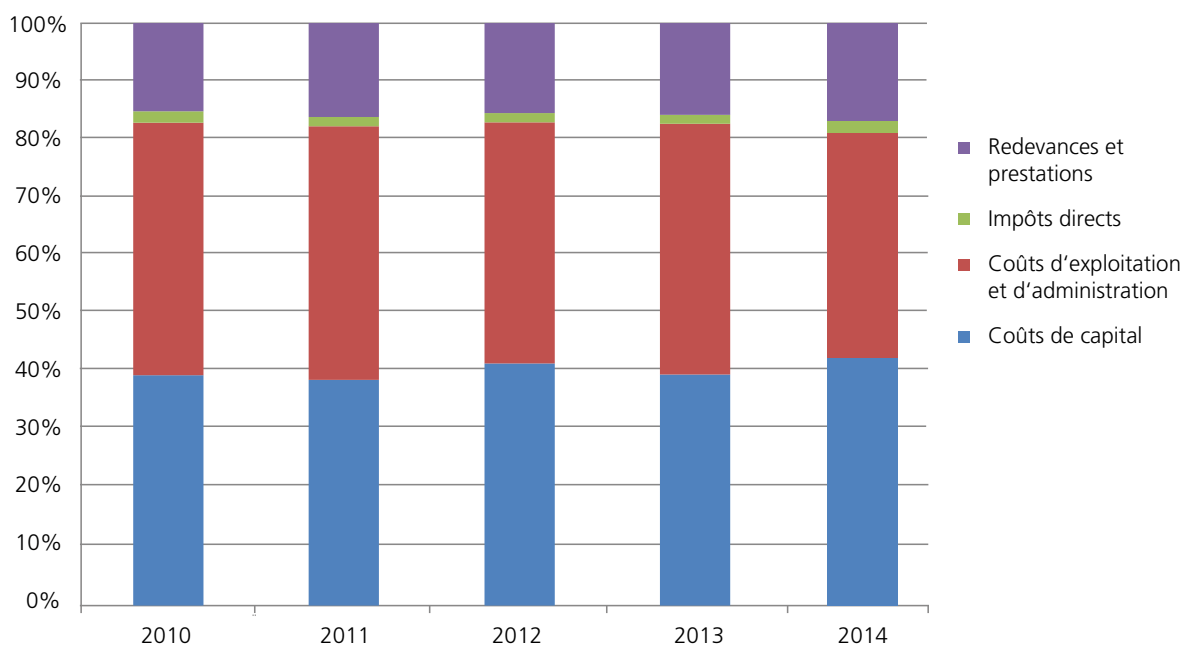


Figure 5: Composition des coûts de réseau

4.2 Développement et planification des réseaux

4.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Plusieurs décisions devront être prises à l'échelon de la Confédération ces prochaines années concernant les corridors pour les réseaux et les procédures d'approbation des plans, notamment en raison des critères de la LApEl. L'ElCom est également impliquée dans ces procédures, étant sollicitée pour son appréciation concernant des bases de planification objectives et transparentes.

Début 2015, Swissgrid a publié son « Rapport sur le réseau stratégique 2025 » et l'a présenté au public en avril 2015. Ce rapport permet de disposer maintenant d'une planification coordonnée à l'échelle de la Suisse du réseau de transport, répondant pour l'essentiel aux exigences de la LApEl (art. 8, al. 2 et art. 20, al. 2, let a).

L'ElCom estime que le rapport sur le réseau stratégique 2025 de Swissgrid représente une étape importante pour la planification du réseau de transport dans toute la Suisse. Ce rapport peut aussi contribuer à améliorer la coordination transfrontalière pour l'utilisation et le financement du réseau. Les ordres de grandeur mentionnés pour les investissements dans les extensions et le maintien du réseau semblent vraisemblables. Sur la base de cette planification, la pérennité de la valeur du réseau de transport peut donc être assurée. Toutefois, il faut améliorer la transparence notamment en ce qui concerne le financement transfrontalier de l'infrastructure et l'utilisation des recettes dégagées par les enchères de capacité d'interconnexion. C'est pourquoi l'ElCom estime que la prochaine planification technique pluriannuelle devra être examinée en tenant compte d'une planification pluriannuelle financière.

De manière générale, le rapport sur le réseau stratégique 2025 tient compte du critère de l'adéquation des investissements (art. 22, al. 3, LApEl). Le manque de clarté concernant la « performance » du réseau semble cependant nettement plus grand que ne le laissent suggérer les nombreux calculs précis concernant le bénéfice monétaire net avéré. Pour poursuivre ce débat dans le cadre de la planification pluriannuelle et évaluer les variantes pour les procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans, il faut quantifier les incertitudes à l'aide d'analyses de sensibilité, ce qui accroît la pertinence de l'approche coûts-bénéfice. Dans la perspective d'un financement et d'une allocation des coûts transfrontalière (CBCA – Cross Border Cost Allocation), il s'agira d'approfondir les discussions portant sur la méthode et menées entre Swissgrid, l'ElCom et toutes les instances concernées.

Grâce au rapport de Swissgrid, le critère d'efficacité, difficilement mesurable, peut maintenant s'évaluer à l'aide d'une méthode aussi objective que possible et d'hypothèses transparentes, ce qu'il convient de saluer. Toutefois les mêmes imprécisions caractérisant l'appréciation du « bénéfice » brouillent aussi l'évaluation du critère d'efficacité. C'est pourquoi il faut là aussi mener les mêmes réflexions quant à sa sensibilité que pour les incertitudes liées au calcul du bénéfice.

En 2015, l'ElCom a été impliquée dans plusieurs procédures relevant du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité ainsi que d'approbation des plans, y apportant son expertise technique notamment en ce qui concerne l'approche économique. De plus, elle met tout en œuvre pour régler contractuellement sa collaboration avec les autorités compétentes (ESTI, OFEN).

4.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

Jusqu'à présent, l'ElCom ne discutait avec les gestionnaires du réseau de distribution que des éléments de la planification pluriannuelle du réseau qui lui paraissaient importants en tant que régulateur, notamment des incertitudes concernant l'imputabilité des coûts pour différentes variantes de construction. En 2015, l'ElCom a réalisé une enquête auprès des gestionnaires du réseau de distribution concernant leur planification pluriannuelle. L'objectif était de collecter des informations détaillées sur le mode d'élaboration de leur planification pluriannuelle, sur les incertitudes auxquelles ils sont confrontés et sur la manière dont la coordination opérationnelle entre différents niveaux de réseau s'organise.

En résumé, l'enquête a abouti essentiellement aux conclusions suivantes :

- Dans leur grande majorité, les gestionnaires de réseau qui sont tenus d'établir des plans pluriannuels selon l'art. 8, al. 2, LApEl n'y procèdent qu'à des fins internes. Plusieurs gestionnaires du niveau de réseau 3 n'établissent aucune planification pluriannuelle. Soit ils ne possèdent que très peu d'éléments conducteurs, exploités le plus souvent alors par des gestionnaires de réseau de niveau 3 plus importants ; ou alors les lignes ne servent qu'à dériver l'énergie.
- Les planifications pluriannuelles comprennent généralement aussi bien des éléments conducteurs d'une tension > 36 kV que des éléments conducteurs d'une tension < 36 kV.
- Les planifications pluriannuelles sont actualisées chaque année et recouvrent une période allant de deux à dix ans. Parfois la mise à jour de la planification pluriannuelle pour les éléments du réseau > 36 kV et pour les éléments du réseau < 36 kV intervient à des horizons différents.
- Le plus souvent, les planifications pluriannuelles sont étroitement liées à la planification financière.

- La plupart des gestionnaires de réseau poursuivent dans leur planification pluriannuelle l'objectif stratégique de fournir à l'avenir (au moins) la même qualité à des coûts moindres.
- Sur le niveau de réseau 3, les gestionnaires de réseau s'inspirent du critère de sécurité N-1 ; les besoins de développement du réseau sont essentiellement déterminés d'après la charge que le réseau supporte.
- L'imputabilité des coûts des projets de développement était jusqu'à présent évidente pour les gestionnaires de réseau ou sinon ils se renseignaient auprès de l'ElCom. La majorité des gestionnaires de réseau estime toute aussi évidente l'imputabilité à l'avenir des coûts de leurs projets d'extension.
- La planification pluriannuelle du niveau de réseau 3 est coordonnée avec les gestionnaires de réseau voisins, soit de manière systématique, soit en fonction de la situation. Parfois même des objectifs communs sont définis pour leurs réseaux.

L'ElCom constate que la plupart des gestionnaires de réseau établissent leurs planifications pluriannuelles en respectant les prescriptions légales actuelles. C'est pourquoi, elle estime qu'il n'est pas nécessaire de procéder actuellement à des changements de fond dans l'établissement de la planification pluriannuelle. Dès que l'on saura quand et quelles adaptations législatives entreront en vigueur, l'ElCom se prononcera davantage sur les détails et la problématique de la planification pluriannuelle. En attendant, l'ElCom recommande aux gestionnaires de réseau de se référer au document de branche « Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3 » édité par l'Association des entreprises électriques suisses AES comme cadre d'élaboration. En cas de doute quant à l'imputabilité des coûts des différentes variantes d'extensions, les gestionnaires peuvent contacter l'ElCom.

4.2.3 Participation aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans

L'ElCom participe régulièrement aux consultations liées aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans. Actuellement, une demi-douzaine de procédures sont en cours. Dans son appréciation, l'ElCom est particulièrement attentive au fait que la rentabilité des projets soumis soit prise en compte. Ces pro-

jets sont aussi analysés dans le cadre de la planification pluriannuelle. Afin d'améliorer la coordination dans le cadre de ces procédures, l'ElCom souhaite conclure une convention de collaboration avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI).

4.3 Investissements dans l'infrastructure de réseau

4.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Dans le cadre de sa planification pluriannuelle 2016, Swissgrid a publié ses investissements réalisés en 2015 ainsi que les écarts par rapport aux investissements prévus.

Des investissements à hauteur de 182 millions de francs étaient prévus pour la période de planification allant du 1er janvier 2015 au 3e trimestre 2015. En réalité, ils ne se sont montés qu'à 125 millions, soit 57 millions de francs de moins. Les raisons de cet écart sont les suivantes :

- Retards dans les procédures d'autorisation : des retards dans les procédures d'autorisation induisent inmanquablement des retards au niveau des projets planifiés. Cela concerne surtout la construction de lignes telles que « Pradella-Sils » ou le raccordement de la centrale de Nant de Drance. Un retard des projets prévus induit aussi une baisse des dépenses du budget d'investissement pour l'année en cours. Toutefois, ces coûts se reportent sur les années suivantes, si bien qu'il ne s'agit pas véritablement d'économies. Au total, 54% des écarts par rapport au budget 2015 sont liés à des retards affectant la procédure d'autorisation.
- Optimisation durant l'étape de planification : il s'agit de projets qui ont été reportés ou modifiés durant l'étape de planification. Ainsi le projet de sous-station à Rüthi et la ligne qui devait y aboutir « Bonaduz-Winkeln-Rüthi » ont été adaptés à de nouvelles exigences (introductions supplémentaires dans la sous-sta-

tion). Les montants concernés à ce titre représentent partiellement de réels gains en termes d'efficacité du fait d'une planification optimisée et partiellement de simples gains dus au report de mise en œuvre. Au total 27% des écarts par rapport au budget sont dus à des optimisations de planification.

- Optimisation dans la réalisation : des adaptations affectant des projets en cours de réalisation apparaissent surtout dans des projets de sous-stations. Ainsi, des économies ont été réalisées dans les projets de sous-stations de Laufenburg et de Veytaux grâce à des tractations avec les fournisseurs ou à des acquisitions à meilleur prix. Ces écarts par rapport à la planification prévue représentent de véritables gains d'efficacité pour les utilisateurs du réseau. Au total 14% des écarts par rapport au budget sont issus d'optimisations au niveau de la réalisation.
- Autres écarts : Sont concernés d'une part les coûts de projets qui n'étaient pas encore inscrits au budget en 2015 (essentiellement la sous-station de Linth-Limmern). Pour d'autres projets, le budget n'a pas été entièrement respecté en raison de procédures d'adjudication retardées ou à cause d'une augmentation des coûts lors de l'étape de réalisation (p. ex. glissement de terrain ou exigences supplémentaires du mandataire). Au total 5% des écarts par rapport au budget sont à classer comme « Autres écarts ».

En résumé, on constate que les dépenses effectives de Swissgrid en 2015 étaient de 57 millions de francs inférieurs à la planification initiale. Des retards de mise en œuvre (31 millions de francs) sont la raison principale de cet écart. Swissgrid a aussi réussi à réaliser des gains d'efficacité, si bien que ses coûts réels de réseau ont diminué de 24 millions en faveur des utilisateurs.

4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Dans le cadre de ses tâches de surveillance, l'ElCom veille à ce que les investissements soient

suffisants pour maintenir le réseau électrique en bon état. Dans leur comptabilité analytique pour les années 2009 à 2014, les gestionnaires du réseau de distribution présentent des investissements annuels d'environ 1,4 milliard de francs et des amortissements de 0,8 à 0,9 milliard de francs (cf. Figure 6). Étant donné que la qualité de l'approvisionnement peut être considérée comme bonne en comparaison internationale (cf. chapitre 3.2) et que les investissements dépassent largement les amortissements, l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution sont suffisants.

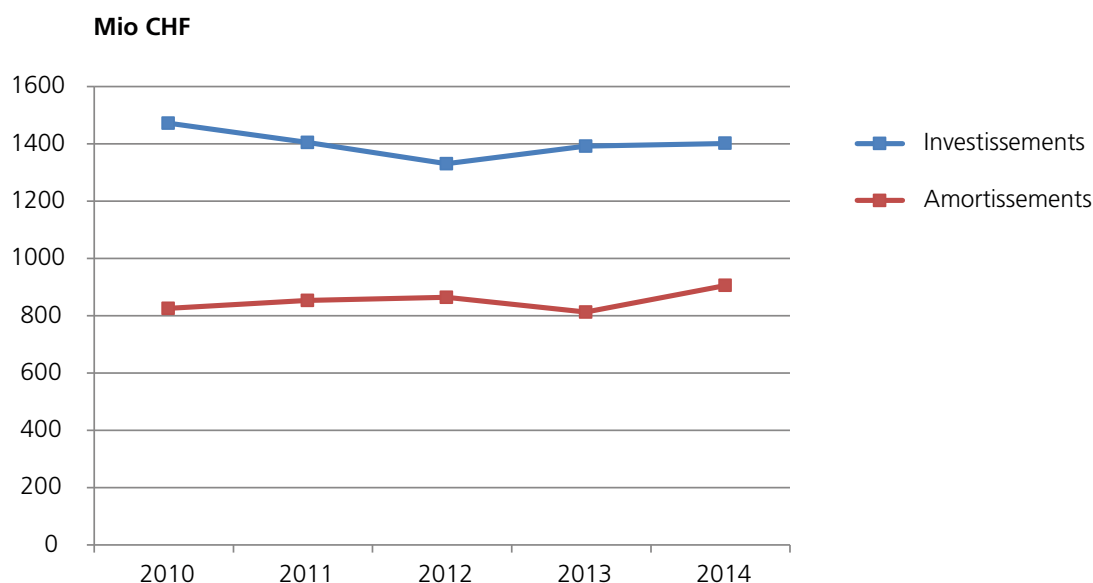


Figure 6 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

4.4 Renforcements de réseau

Des renforcements du réseau peuvent s'avérer nécessaires pour raccorder de nouveaux producteurs d'électricité d'origine renouvelable au réseau de distribution. De tels coûts sont remboursés par Swissgrid, puisqu'ils sont intégrés dans le calcul du tarif de ses services-système (tarif « SDL »). Cette indemnisation requiert l'autorisation de l'ElCom. Pour ce faire, l'ElCom se réfère à une directive qui sert de fil conducteur aux gestionnaires de réseau qui lui soumettent

des requêtes en remboursement de leurs coûts de renforcement de réseau. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requêtes. L'ElCom l'a remaniée en 2015 (Directive 2/2015) de manière à tenir compte du système actuel mais aussi des suggestions des gestionnaires de réseau. La nouvelle version précise en particulier les exigences posées à la présentation des documents et les prescriptions relatives à l'examen des variantes.

- Dans le cadre, de son examen, l'ElCom peut procéder à une visite sur place.
- Pour la comparaison des variantes, il faut tenir compte des possibilités offertes par l'état de la technique. Les gestionnaires de réseau doivent soit examiner des variantes comprenant des éléments de réseau actifs (transformateurs réglables ou régulateurs de tension) comme alternative au renforcement de réseau, soit prouver qu'une variante comprenant des éléments actifs n'est techniquement et/ou économiquement pas appropriée. L'ElCom s'appuiera sur les coûts de la variante la plus avantageuse économiquement pour déterminer le montant de l'indemnisation.
- Pour que les coûts des renforcements de réseau nécessaires soient indemnisés par l'ElCom, la demande doit notamment être accompagnée d'un décompte détaillé des coûts du projet ainsi que de toutes ses pièces justificatives.
- Dans le cas de renforcements de réseau plus importants, il faut fournir une estimation dûment étayée des coûts des variantes examinées, incluant une comparaison des conséquences financières d'une extension du réseau échelonnée.

Durant l'année sous revue, l'ElCom a évalué 199 requêtes d'indemnisation des coûts de renforcements nécessaires du réseau. Au total, au cours des six dernières années, l'ElCom a édicté 378 décisions dans ce contexte (cf. Figure 7).

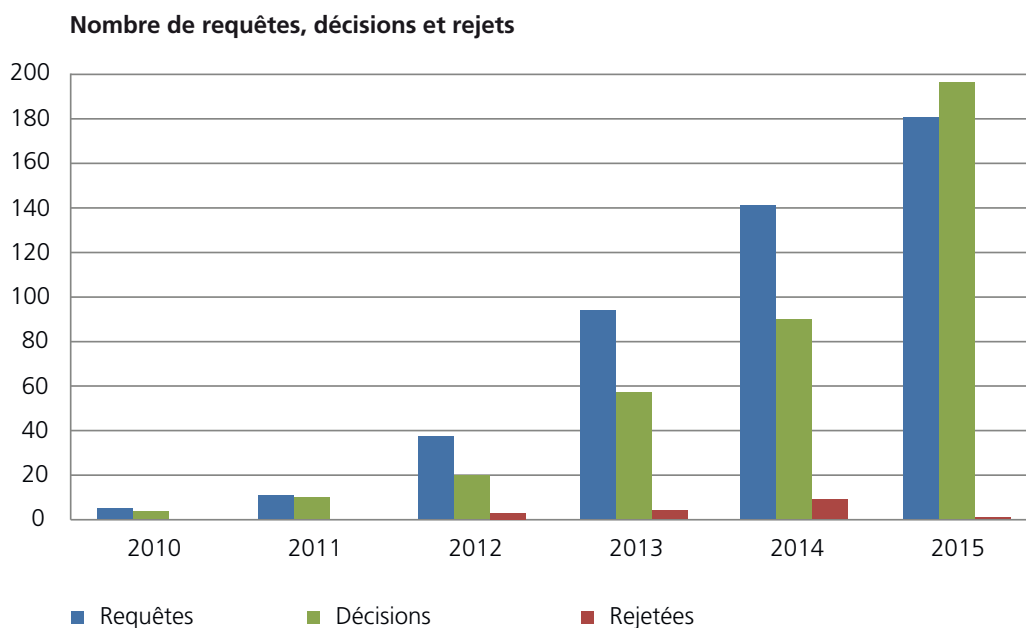


Figure 7 : Évolution du nombre de décisions de renforcement du réseau (état au 04.01.2016)

L'ensemble des coûts en renforcements de réseau a atteint 43,12 millions de francs, pour une puissance de production totale de 196,9 MW.

Le Tableau 6 fournit un aperçu des différents chiffres clés concernant les renforcements de réseau de 2009 à 2015.

	Total	PV	Eolien	Autres ¹
Nombre de décisions	378	356	3	19
Valeur min. de la puissance du générateur [kW] ²	13	13	3000	22
Valeur max. de la puissance du générateur [kW] ²	74'000	2038	16'000	74'000
Puissance totale du générateur [kW]	196'922	56'680	23'000	117'242
Puissance moyenne du générateur [kW]	532	163	7667	6171
Valeur minimale des coûts [CHF] ²	3500	3500	1'805'003	19'311
Valeur maximale des coûts [CHF] ²	9'262'389	372'175	9'262'389	2'117'200
Total des coûts [CHF]	43'116'660	24'433'349	13'523'872	5'159'439
Coûts moyens [CHF] ³	116'532	70'211	4'507'957	271'549
Valeur minimale des coûts relatifs [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Valeur maximale des coûts relatifs [CHF/kW] ⁴	7418	7418	819	1968
Coûts relatifs moyens [CHF/kW] ⁴	219	431	588	44

1) P. ex. biomasse, petites centrales hydroélectriques et demandes concernant différents types d'installations

2) Par requête/décision

3) Correspond à la valeur moyenne des coûts de renforcement du réseau autorisés par décision

4) Les coûts relatifs correspondent au quotient des coûts par la puissance installée

Tableau 6 : Statistique des décisions concernant le renforcement du réseau de 2009 à 2015 (état au 04.01.2016)

4.5 Société nationale du réseau de transport (évaluation/vente des actions)

Début 2015, plusieurs gestionnaires de réseau et de centrales ont transféré d'autres composants d'installation du réseau de transport à la société nationale du réseau de transport Swissgrid. Pour plusieurs de ces composants d'installation, encore aucune valeur régulatoire n'avait été décidée. L'ElCom a rendu durant l'année sous revue 16 décisions qui ont servi de bases pour indemniser provisoirement les composants d'installation transférés. D'autres composants d'installation du réseau de transport ont été transférés au début de l'année 2016. Par ailleurs, l'ElCom a mené durant l'année sous revue des entretiens avec différents intervenants, afin de procéder à l'évaluation définitive des composants d'installation et de

définir la méthode à employer. Pour l'heure, ces entretiens se poursuivent.

Parmi plusieurs actionnaires, le groupe Alpiq a publiquement annoncé en 2014 qu'il aliénait sa participation à Swissgrid SA et lançait le processus de vente. Un tel transfert des actions à Swissgrid SA doit se faire dans le cadre des dispositions de la LApEl. Il incombe en premier lieu au conseil d'administration de Swissgrid SA de veiller à ce que les prescriptions légales soient alors respectées. En tant qu'autorité de surveillance supérieure, l'ElCom accorde une attention toute particulière à ce que les prescriptions légales soient respectées.

Concrétisant ses intentions de vente, Alpiq a conclu le 28 mai 2015 un contrat de vente de ses actions avec la Société d'Investissement de Suisse occidentale SA (SIRESO). SIRESO est une société placée sous la direction des cantons de Suisse romande (Genève, Vaud, Fribourg, Valais, Neuchâtel et le Jura). Le 30 juillet 2015, la filiale BKW Netzbeteiligung AG a fait valoir son droit de préemption sur les actions Swissgrid qu'Alpiq détenait jusque-là. SIRESO s'est adressée le 8 septembre 2015 à l'ElCom, de-

mandant notamment d'interdire à titre de mesure provisionnelle à Swissgrid SA de transférer les actions détenues par Alpiq aux BKW. Par une décision du 15 octobre 2015, l'ElCom a rejeté la demande de SIRESO concernant la décision de mesures provisionnelles. L'ElCom a cependant confirmé sa compétence dans le dossier, pour autant qu'il s'agisse d'apprécier les droits de préemption qui découlent du droit régissant l'approvisionnement en électricité.

4.6 Décisions concernant les réseaux

Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu plusieurs décisions concernant les conditions de raccordement au réseau électrique des consommateurs finaux ainsi que des installations de production d'énergie. Concernant les conditions techniques de raccordement pour les installations de production d'électricité, un gestionnaire de réseau bénéficie du droit d'intervenir au niveau de la puissance active de l'installation de production d'électricité en cas de panne dans le réseau électrique. L'ElCom a jugé que cette disposition était conforme au droit. Elle a estimé également conforme au droit l'exploitation en sous- ou surexcitation jusqu'à un $\cos \varphi$ de 0,9 de l'installation de production d'énergie, dans la mesure où cela s'avère nécessaire pour conserver la tension au point d'injection. En revanche, l'ElCom a jugé non conforme un règlement stipulant que les coûts des mesures de contrôle lors de la mise en service d'une installation de production d'énergie sont en général à la charge du producteur. Il s'agissait dans le cas concret d'une installation photovoltaïque avec une puissance raccordée d'environ 650 kVA. L'évaluation aurait-elle peut-être été différente pour une installation avec une puissance de

raccordement plus faible? L'ElCom ne s'est pas encore prononcée à ce sujet.

L'ElCom a par ailleurs examiné la question d'un raccordement existant qui par le passé avait été transformé de 12 à 20 kV. Elle est arrivée à la conclusion que la dernière personne raccordée au réseau à 12 kV n'était pas en droit d'exiger le maintien de l'ancien raccordement (avec 12 kV au lieu de 20 kV). L'application non discriminatoire de la directive du gestionnaire de réseau pour le raccordement stipule tout au plus que cette personne raccordée au réseau doit aussi être approvisionnée avec du 20 kV. Un recours contre cette décision a été déposé auprès du Tribunal administratif fédéral.

Par décision du 11 juin 2015, l'ElCom s'est exprimée concernant sa compétence en lien avec le raccordement d'une installation photovoltaïque au réseau de distribution du gestionnaire de réseau. Il y a lieu de séparer strictement les compétences concernant la garantie de raccordement (éventualité du raccordement) de celles prévalant pour les conditions de raccordement (technique du raccordement).

Les premières relèvent des attributions des cantons, tandis que l'ElCom est compétente pour les secondes. Dans sa procédure, l'ElCom définit le point d'injection le plus avantageux du point de vue technique et économique mais ne contraint cependant pas le gestionnaire de réseau à procéder au raccordement physique de l'installation.

Dans un autre cas, le Tribunal administratif fédéral a confirmé une décision incidente de l'ElCom indiquant n'avoir aucune compétence en matière de détermination des contributions aux coûts de raccordement ou de réseau.

Dans deux jugements, le Tribunal fédéral a confirmé la pratique de l'ElCom concernant les réseaux de faible envergure. Les réseaux de faible envergure ne peuvent pas être assimilés à des réseaux d'électricité au sens de la

LApEl. Partant, les droits et devoirs incombant au gestionnaire du réseau de distribution en vertu de la loi, ne s'appliquent pas au gestionnaire du réseau de faible envergure. Le domaine approvisionné par le réseau de faible envergure fait partie de la zone de desserte du gestionnaire du réseau de distribution compétent. La LApEl s'applique donc aux consommateurs finaux qui sont raccordés dans le réseau de faible envergure. Les rapports juridiques entre le gestionnaire du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de faible envergure et le consommateur final ne relèvent pas de la LApEl mais de règles fixées par voie contractuelle. La question de l'éventualité et du montant d'une indemnisation pour l'utilisation du réseau de faible envergure relève du droit privé prévalant entre les intervenants ; l'ElCom n'est pas compétente pour en apprécier la pertinence.

5 Marché suisse de l'électricité



Le Centre de contrôle de Swissgrid à Laufenburg. C'est ici qu'est supervisé 24 heures sur 24 le réseau électrique suisse.

5.1 Accès au marché et taux de changement

Au premier stade de l'ouverture du marché suisse de l'électricité, seuls les grands consommateurs dont la consommation annuelle est supérieure à 100 MWh peuvent choisir leur fournisseur. En ayant ainsi accès au réseau, ils ont jusqu'à fin octobre pour décider s'ils veulent changer de fournisseur pour l'année à venir.

En 2014, l'ElCom a accordé l'accès au réseau à deux groupes de construction organisés comme des sociétés simples au sens du code des obligations. Durant l'année sous revue, le Tribunal administratif fédéral a décidé dans les deux cas que les groupes de construction n'étaient pas des consommateurs finaux au sens de la loi, car ils n'achètent pas de l'électricité pour leur usage propre. Ils ne sont donc pas habilités à demander un accès au réseau. Les jugements n'étaient pas encore entrés en force à la fin de la période sous revue.

Afin de déterminer le nombre de consommateurs finaux qui participent au marché libre,

l'ElCom a organisé un relevé auprès de quelque 80 plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Ceux-ci couvrent près de 80% du marché global de la Suisse (environ 53 TWh sans transports publics). Sur la base des réseaux examinés, environ 31'000 consommateurs finaux disposent d'un droit d'accès au marché libre (soit 0,5% de l'ensemble des consommateurs finaux). Ce groupe de grands consommateurs consomme un volume total d'électricité d'environ 22 TWh, ce qui correspond à la moitié de l'énergie utilisée par les consommateurs finaux en Suisse (sans transports publics).

Pour ce qui est du taux de changement, la Figure 8 montre que le droit de pouvoir choisir librement son fournisseur a été peu utilisé premières années suivant l'ouverture du marché, jusqu'en et y compris 2011, seuls 7% ont fait usage de leur droit (ligne rouge). En termes de quantité d'énergie consommée (ligne bleue), la part est près de deux fois plus

élevée (13%), ce qui indique que, durant les premières années, ce sont surtout les très grands consommateurs qui ont choisi librement leur fournisseur. Ces pourcentages ont quadruplé au cours des trois années suivantes (2012 à 2014) pour s'établir respectivement à 27% et à 47%. Au cours de l'année sous revue, la tendance s'est poursuivie de façon modérée

(33% et 53%) pour de nouveau s'accroître significativement l'année suivante, si bien que les pourcentages pour 2016 se monteront respectivement à 56% et à 74%. Désormais, la moitié des consommateurs finaux autorisés fait usage du libre accès au marché, où les prix sont devenus meilleur marché que ceux pratiqués dans l'approvisionnement de base.

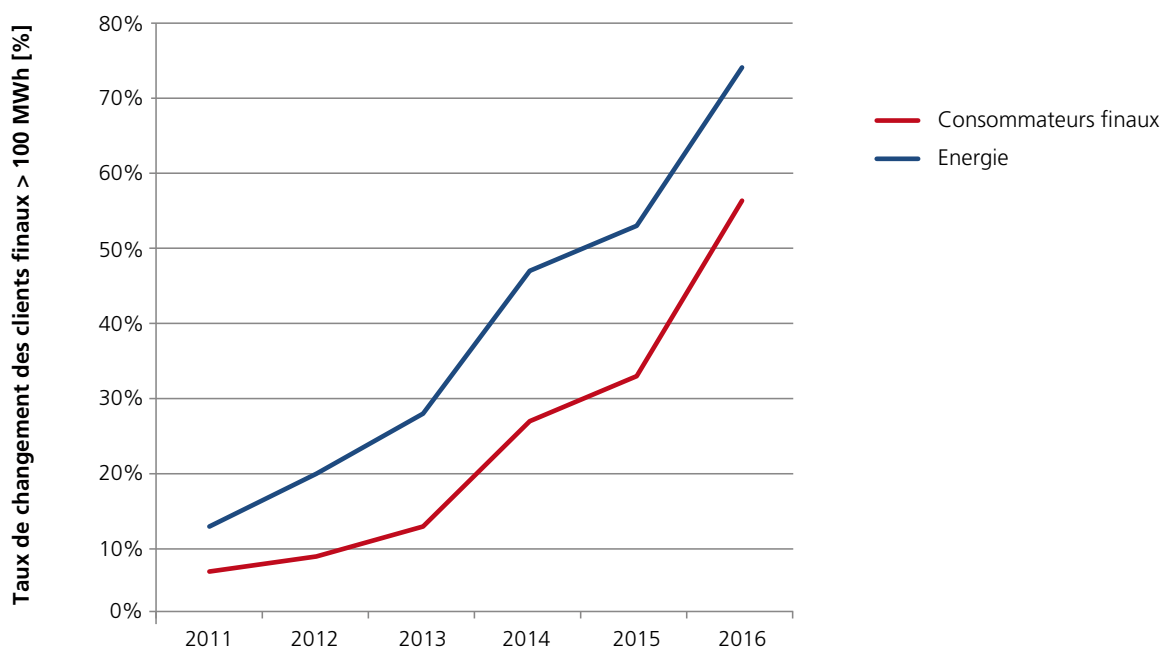


Figure 8 : Passage au marché libre

La Figure 9 montre que les dix principaux gestionnaires de réseau (bleu foncé) fournissent quelque 40% de la quantité d'électricité totale transmise aux consommateurs finaux par le réseau de distribution. Si l'on considère la quantité d'électricité fournie par les 50 principaux gestionnaires de réseau (bleu foncé,

rouge foncé, vert, violet et bleu clair), cette part atteint les trois quarts de l'énergie. Les 50 gestionnaires de réseau suivants fournissent ensemble un dixième et le reste un sixième de l'électricité consommée par les consommateurs finaux.

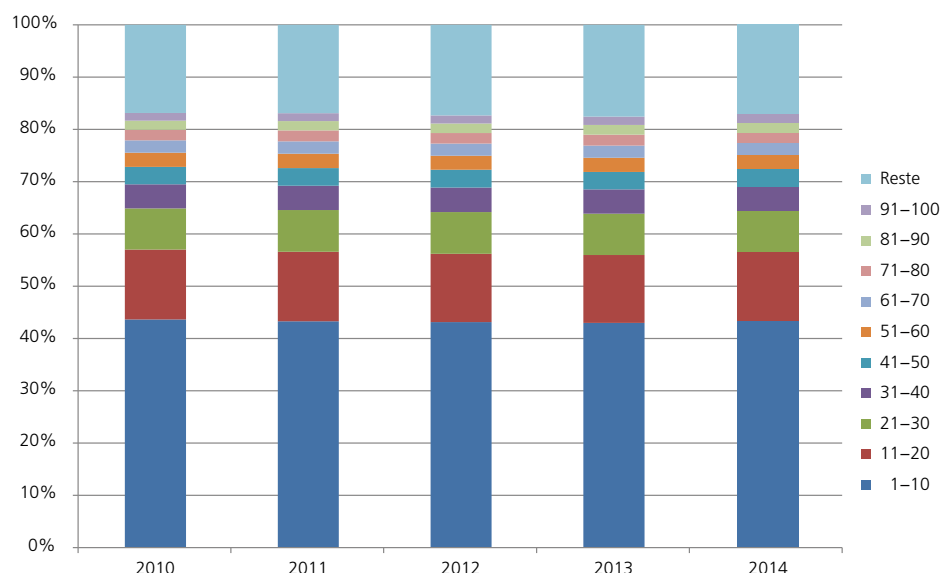


Figure 9: Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

La structure de la Figure 9 est semblable à celle de la Figure 3 (parts de propriété). À noter que les entreprises prises en compte ne sont pas toujours les mêmes.

5.2 Tarifs du réseau de transport

De 2012 à 2016, les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services-système (SDL) généraux ont subi des variations considérables (cf. Tableau 7). Les raisons en

sont plusieurs décisions des tribunaux et les versements qui en ont découlé en faveur des propriétaires du réseau de transport et des centrales.

	2012	2013	2014	2015	2016
Utilisation du réseau					
Tarif de travail [ct./kWh]	0,15	0,16	0,19	0,22	0,25
Tarif de puissance [CHF/MW]	23'500	24'600	30'900	36'100	41'000
Tarif de base fixe par point de prélèvement	225'000	235'400	285'500	336'300	387'700
Tarif général des PSS [ct./kWh]					
	0,46	0,31	0,64	0,54	0,45

Tableau 7: Évolution des tarifs pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services-système (SDL) généraux pour les gestionnaires de réseau de distribution et pour les consommateurs finaux

Exprimés en ct./kWh, ces tarifs pour l'utilisation du réseau et pour les services-système (SDL) généraux du réseau de transport s'élèvent à 1,3 ct/kWh pour les années 2014 à 2016. Un consommateur final de la catégorie H4 (soit habitant un logement de 5 pièces sans chauffe-eau

électrique et consommant par année 4500 kWh) paiera en 2015 en moyenne 10,1 ct/kWh pour l'utilisation du réseau (cf. chapitre suivant). Ainsi, la part du réseau de transport s'élevant à 1,3 ct./kWh, elle correspond à environ 13% des coûts totaux du réseau.

5.3 Tarifs du réseau de distribution

Les tarifs pour 2016 ayant été publiés fin août 2015, il est possible de les commenter et de les comparer avec ceux de l'année sous revue. Les tarifs globaux pour les ménages restent en moyenne constants et s'élèvent à 20,4 ct./kWh (cf. Figure 10 ; exemple du profil de consommation H4). Des effets contradictoires apparaissent : d'un côté, les coûts moyens de réseau (+0,3 ct./kWh), les redevances (+0,1 ct./kWh)

et la redevance fédérale pour l'encouragement des énergies renouvelables RPC (+0,2 ct./kWh ; y c. la redevance pour la protection des eaux et des poissons) ont augmenté ; de l'autre, les tarifs moyens de l'énergie ont baissé de 0,5 ct./kWh. Globalement, les tarifs des années 2015 et 2016 pour le profil de consommation H4 ont atteint leur plus haut niveau depuis l'entrée en vigueur de la LApEl.

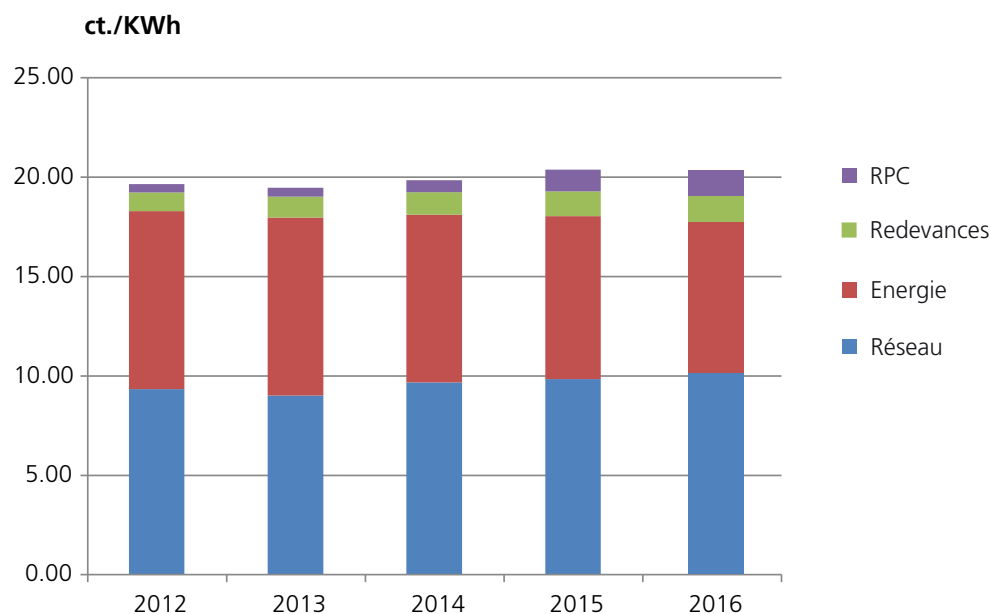
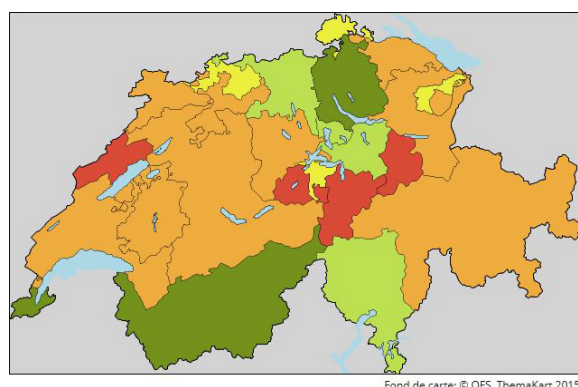


Figure 10 : Éléments de coûts composant le prix total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (sans TVA)

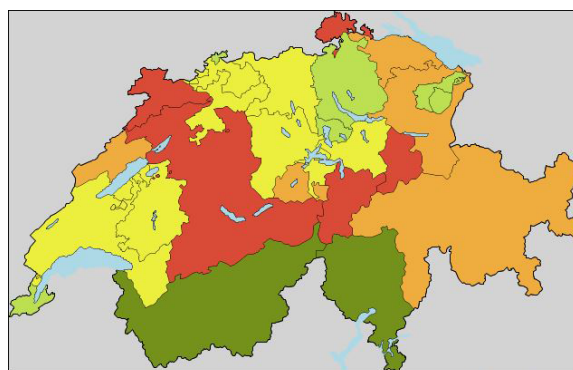
Entre 2012 et 2016, les tarifs moyens cantonaux (médiane) pour l'utilisation du réseau ont augmenté d'environ 0,5 ct./kWh, tandis que la répartition régionale est restée dans une large

mesure inchangée (cf. Figure 11). Par contre, si l'énergie a été moins chère de 1,3 ct./kWh au niveau de la médiane, le fossé ouest-est s'est toutefois encore creusé davantage (cf. Figure 12).



Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Utilisation du réseau pour l'année 2012

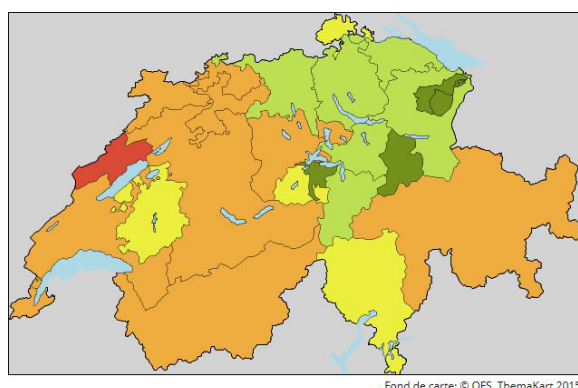
■ < 8,14 ■ 8,14 - 9,10 ■ 9,10 - 10,06 ■ 10,06 - 11,02 ■ > 11,02



Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Utilisation du réseau pour l'année 2016

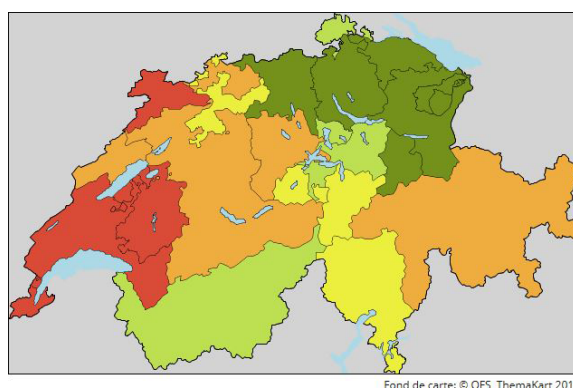
■ < 8,48 ■ 8,48 - 9,47 ■ 9,47 - 10,47 ■ 10,47 - 11,47 ■ > 11,47

Figure 11 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux d'utilisation du réseau (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2012 et 2016



Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Energie pour l'année 2012

■ < 7,74 ■ 7,74 - 8,65 ■ 8,65 - 9,56 ■ 9,56 - 10,47 ■ > 10,47



Comparaison tarifaire en cent./kWh: Catégorie H4, Energie pour l'année 2016

■ < 6,62 ■ 6,62 - 7,39 ■ 7,39 - 8,17 ■ 8,17 - 8,95 ■ > 8,95

Figure 12 : Comparaison des tarifs moyens de l'énergie au niveau cantonal (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2012 et 2016

Les tarifs moyens cantonaux (médiane) présentés dans Figure 13, pour les redevances et prestations cantonales et communales à la collectivité (dans ce cas sans les redevances fédérales prélevées dans toute la Suisse pour l'encouragement des énergies renouvelables et la protection des eaux et des poissons), montrent une hausse de 0,1 ct./kWh durant la période

observée. En outre, on constate que les montants sont souvent soit élevés soit faibles, mais rarement moyens (en jaune). Le montant des redevances et des prestations n'est pas contrôlé par l'ElCom, contrairement aux coûts d'utilisation du réseau et de l'énergie, mais est déterminé dans le cadre des processus de décision politiques cantonaux ou communaux.

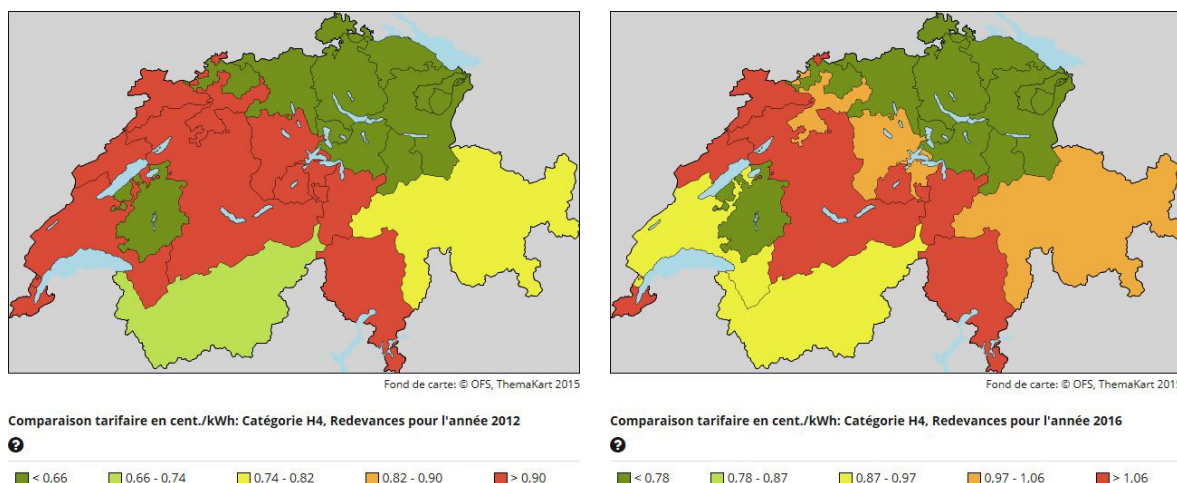


Figure 13: Comparaison des tarifs moyens cantonaux des redevances et prestations cantonales et communales à la collectivité pour le profil de consommation H4, années 2012 et 2016

5.4 Contrôle des tarifs

Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a contrôlé la conformité des tarifs de quatre manières différentes :

- Les 636 gestionnaires de réseau qui ont remis leur comptabilité analytique dans les temps, ou à l'échéance du premier rappel, ont reçu une évaluation avant la fin de l'année sous revue.
- De plus, au cours de l'année sous revue, l'ElCom a à nouveau examiné les données des gestionnaires de réseau relatives aux tarifs de l'année suivante sur la base de différents critères, notamment le montant des tarifs et le taux d'intérêt appliqué. La documentation n'a rien révélé d'anormal pour 73 cas. L'ElCom a ainsi notifié à ces gestionnaires qu'elle renoncerait à ouvrir l'année suivante une procédure d'office concernant leurs tarifs.
- Lorsque même après vérification la comptabilité analytique d'un gestionnaire de réseau présente toujours des valeurs contraires à la loi ou non plausibles, le gestionnaire fait l'objet d'examens ciblés dans les domaines concernés. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a en particulier sanctionné la violation de la règle des 95 francs. Cette règle stipule que la somme des coûts et du bénéfice de la distribution d'énergie est examinée lorsqu'elle dépasse la somme de 95 francs par destinataire de facture. À la suite de la décision du Tribunal administratif fédéral sur les tarifs de l'énergie (cf. ci-dessous), l'ElCom a mis fin aux examens en cours et a suspendu les procédures formelles.
- Enfin, dans certains cas, l'éventail complet des coûts de réseau et de l'énergie (ces derniers uniquement pour les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base) fait l'objet d'un examen détaillé. L'ElCom a rendu dans trois cas des décisions concernant les coûts de réseau, mettant ainsi un terme aux procédures.

Dans le cadre de la vérification des tarifs au cours de l'année sous revue, les thèmes suivants ont été plus particulièrement approfondis :

Évaluation du réseau : Plusieurs gestionnaires de réseau amortissent leurs installations pour la première fois non pas l'année de la mise en service, mais l'année qui suit. Cette pratique enfreint l'art. 13, al. 2, OApEI en vertu duquel les installations doivent être amorties de façon linéaire sur toute leur durée de vie, jusqu'à la valeur zéro. L'ElCom exige donc que le premier amortissement d'une installation soit effectué dès la mise en service.

Des divergences sont également apparues dans les coûts de démolition pour des installations devant être remplacées : certains gestionnaires de réseau ajoutent ces coûts aux coûts d'acquisition et de construction de la nouvelle installation, érigée au même endroit. Ainsi, les coûts imputables à la démolition de l'ancienne installation sont amortis et rémunérés au cours de la durée de vie de la nouvelle installation. L'ElCom juge ce procédé irrecevable, car, en vertu de l'art. 15, al. 3, LApEI, les coûts de capital (soit les amortissements et les rétributions) doivent être calculés uniquement pour les installations existantes. Afin que le gestionnaire de réseau ne subisse pas de perte due à la démolition, il peut toutefois attribuer en tant qu'amortissement extraordinaire la valeur résiduelle de l'installation détruite, calculé l'année de la démolition, aux coûts imputables et ainsi le prendre en compte dans ses tarifs. Dans un cas, une décision de l'ElCom à ce sujet a fait l'objet d'un recours.

Coûts d'exploitation : Comme lors des années précédentes, la plupart des corrections imposées par l'ElCom ont porté sur la clé de répartition des coûts par secteur et sur l'imputation des coûts. Concernant la répartition des coûts par secteur, on a observé plus d'une fois que la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau était grevée de frais généraux

trop élevés, voire de coûts aucunement imputables. Ainsi, les coûts de sponsoring ou de l'éclairage public ne sont pas imputables. De manière générale, les positions qui ne concernent en rien l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace ne sont pas imputables.

En outre, la fixation du prix pour les pertes d'énergie a été sujette à discussion. Dans la plupart des cas, la question est de savoir si un gestionnaire de réseau a le droit, en tant que fournisseur d'énergie, de dégager de la vente de l'énergie perdue à son propre réseau un bénéfice qui dépasse la rémunération du capital investi. Lorsque les gestionnaires de réseau revendiquent un bénéfice calculé de façon différente, l'ElCom accepte au maximum une rémunération correspondant au capital investi, conformément à l'art. 15 LApEI en relation avec l'art. 13 OApEI. Le montant des coûts imputables et du bénéfice recevable doit être indépendant de la répartition de l'entreprise en différentes unités organisationnelles et de la facturation interne qui en découle.

Coûts de l'énergie : Dans ce cas, la répartition de l'électricité selon différentes sources (propres centrales, achats sur le marché, etc.) se trouvait être au premier plan. Plusieurs entreprises d'approvisionnement en électricité ont réparti l'électricité entre les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et les clients libres en fonction de la source. Suivant sa pratique constante, l'ElCom a à l'inverse réparti l'électricité provenant de sources différentes entre les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et les autres clients, de sorte que les consommateurs finaux perçoivent le même pourcentage d'électricité de chaque source. Une entreprise d'approvisionnement en électricité a formé un recours contre la décision s'y rapportant.

En outre, l'ElCom a constaté que, chez certains gestionnaires de réseau, les revenus des tarifs d'énergie pour les grands consommateurs, qui peuvent acheter leur énergie sur le marché, étaient inférieurs aux coûts de revient. Les consommateurs captifs sont donc contraints de subventionner les coûts de l'énergie des grands consommateurs (subventionnements croisés).

Jurisprudence

Au cours de l'année sous revue, le Tribunal administratif fédéral s'est exprimé pour la première fois sur le calcul des coûts de l'énergie imputables pour l'approvisionnement de base. Dans sa répartition des coûts de l'énergie, l'ElCom a rattaché la part de l'approvisionnement de base à la consommation totale et a réparti de manière correspondante les coûts des différentes sources d'acquisition. Le Tribunal administratif fédéral a rejeté cette approche des prix moyens. Les coûts doivent non pas être ventilés, mais attribués dans la mesure du possible directement en fonction des plus petites unités possible. De plus, le Tribunal administratif fédéral a désavoué la déduction de l'ElCom basée sur la règle dite des « 150 francs » concernant la distribution, parce que la comparaison de l'efficacité effectuée par l'ElCom n'a pas respecté les directives de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. Le DETEC a déposé un recours contre ces deux points auprès du Tribunal fédéral. Le Tribunal administratif fédéral a aussi décidé que les consommateurs finaux n'auraient aucune qualité de partie dans une procédure de vérification des tarifs. Le consommateur final concerné a ensuite formé un recours contre cette décision auprès du Tribunal fédéral.

La détermination des tarifs de l'énergie ainsi que la qualité de partie des consommateurs étant pendantes devant le Tribunal fédéral, l'ElCom a décidé durant l'été de suspendre toutes les procédures en cours concernant les

tarifs de l'énergie et toutes celles relatives à la qualité de partie des consommateurs jusqu'à la décision du Tribunal fédéral.

Dans un cas, le Tribunal fédéral a dû juger la manière dont les taux d'intérêt doivent être calculés pour une différence de couverture. Il a ainsi soutenu la pratique de l'ElCom : la rémunération permet de compenser l'indisponibilité des moyens financiers pendant la période de découvert et est de ce fait comparable à un intérêt moratoire ou rémunératoire. Cela justifie d'utiliser non pas le taux d'intérêt de l'année tarifaire initiale, mais celui qui était en cours durant la période de découvert ou d'excédent de couverture. La méthode prévue dans la directive 1/2012 se réfère à la fonction différenciée des deux taux d'intérêt.

Les deux tribunaux ont dénié l'obligation des grands exploitants de centrales d'assumer une partie des coûts d'acquisition des services-système. Tous les exploitants de centrales ont par la suite récupéré les montants payés à Swissgrid en 2009 et en 2010. Certaines entreprises ont en outre réclamé le paiement d'intérêts moratoires. En 2013, l'ElCom a demandé à Swissgrid de verser un intérêt moratoire de 5% à compter de la date du rappel. La décision de l'ElCom a fait l'objet de recours pour douze procédures. Les recourants exigeaient que leurs paiements soient rémunérés dès réception chez Swissgrid. Le Tribunal administratif fédéral a rejeté l'ensemble des recours en 2015. Neuf procédures ont été déferées au Tribunal fédéral. Celui-ci devrait rendre ses décisions en 2016.

5.5 Régulation Sunshine

La mise en place éventuelle d'une régulation Sunshine, qui compléterait la régulation actuelle cost-plus, devrait permettre une meilleure visibilité de la qualité et de l'efficacité d'un gestionnaire de réseau au moyen d'un processus de comparaison standardisé et transparent. Des indicateurs choisis dans les domaines de la qualité de l'approvisionnement, des coûts et des tarifs mesurent les qualités, les coûts et l'efficacité de la fourniture de prestations de chaque fournisseur. Cette comparaison directe des gestionnaires de réseau doit les inciter à corriger leurs éventuels points faibles, sans que le régulateur doive intervenir. Pour cette analyse, les gestionnaires sont regroupés en fonction de leurs similitudes structurelles.

Les travaux préparatoires de la régulation Sunshine ont occupé l'ElCom tout au long de l'année. Le début de l'année a été consacré aux entretiens avec les milieux intéressés et la branche. Les groupes de comparaison ont ensuite été constitués. L'ElCom a ainsi réparti près de 670 gestionnaires de réseau (très hétérogènes) dans les différents groupes de comparaison en fonction de données topographiques et des densités d'urbanisation. Toutes les données requises proviennent de l'Office fédéral de la statistique (OFS) et sont accessibles au public. Grâce à la comptabilité analytique et aux données sur la qualité qui sont communiquées chaque année par les gestionnaires de réseau à l'ElCom, les indica-

teurs nécessaires à la première phase de test ont pu être calculés sans créer une charge administrative supplémentaire pour les gestionnaires. Ces derniers ont reçu les résultats individuels début juillet, ainsi qu'une invitation à faire part de leurs commentaires et remarques sur la régulation Sunshine et sa mise en œuvre dans le cadre de la première phase de test. Les résultats de cette évaluation forment une précieuse base pour l'élaboration de la future régulation Sunshine. Lors de la deuxième phase de test, outre la densité d'urbanisation, la quantité d'énergie soutirée par les consommateurs finaux aux niveaux de réseau 5 et 7 sera prise en considération comme critère de définition pour les groupes.

Fin novembre 2015, l'ElCom a envoyé aux gestionnaires de réseau un petit questionnaire sur les thèmes de la diversité des produits et de la fourniture de prestations. Les informations obtenues seront traitées et présentées lors la deuxième phase de test à côté des indicateurs de qualité et de coût déjà mesurés. Les résultats comparatifs individuels ne seront toutefois transmis qu'aux gestionnaires de réseau concernés. Il est prévu que les résultats et les connaissances tirées des deux tests soient analysés en détail et synthétisés dans un rapport. En fonction des conclusions, l'ElCom décidera de la suite des opérations et de la mise en œuvre de la régulation Sunshine en tant qu'instrument complémentaire aux procédures de vérification des tarifs.

5.6 Système de mesure

En 2015, l'ElCom s'est penchée en particulier sur les coûts de mesure et sur la question de la concurrence dans le système de mesure. Les coûts de mesure doivent respecter le principe de causalité et être rentables. Or plusieurs gestionnaires de réseau ont appliqué durant l'année sous revue des coûts de mesure trop élevés, ce qui peut constituer une entrave au marché pour des producteurs potentiels et des consommateurs finaux ayant droit d'accès au réseau. La communication intitulée « Coûts de mesure et accès aux mesures », datant de 2011, tient compte de ces circonstances. L'ElCom estime que des coûts s'élevant à 600 francs pour une mesure de la courbe de charge incluant la transmission automatique des données) ne sont pas excessifs.

Dans une décision d'octobre 2015, l'ElCom a rejeté la requête d'un exploitant d'une installation photovoltaïque souhaitant faire appel aux services d'un tiers et non à son gestionnaire de réseau pour mesurer le degré d'injection de sa production. L'exploitant demandait que l'ElCom oblige le gestionnaire de réseau à approuver ce procédé conformément à la disposition de l'ordonnance concernant le système de mesure (art. 8 OApEl). Dans sa décision, l'ElCom a relevé que les prestations de mesure ne sont pas le monopole des gestionnaires de réseau. D'un point de vue technique et éco-

nomique, la concurrence serait certes possible dans ce service. Toutefois, le législateur prend en considération le système de mesure dans son ensemble et définit les prestations de mesure comme partie intégrante de l'exploitation du réseau. En conséquence, il réglemente le système de mesure sur le même plan que le réseau dans la législation sur l'approvisionnement en électricité. L'obligation d'accepter le changement de fournisseur de prestations de mesure reviendrait à une obligation contractuelle pour le gestionnaire du réseau. Dans la mesure où le droit actuel en matière d'approvisionnement en électricité n'est pas axé sur la concurrence au niveau du système de mesure, une telle obligation n'est pas prévue pour le gestionnaire de réseau ; ce qui signifie qu'un producteur n'a pas le droit de choisir son fournisseur de prestations. L'exploitant de l'installation photovoltaïque a formé un recours contre la décision de l'ElCom auprès du Tribunal administratif fédéral. Celui-ci doit encore rendre sa décision.

La libéralisation du système de mesure fait partie des thèmes qui sont en discussion dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Dans ce contexte, l'ElCom est favorable au développement de la concurrence dans le domaine du système de mesure.

5.7 Rétribution à prix coûtant du courant injecté et rétribution unique

Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu au total neuf décisions relatives à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et à la rétribution unique (RU). Pour six d'entre elles, la catégorisation des installations photovoltaïques a fait débat. Pour les autres, il a été question de l'usage du droit d'option portant sur la RPC et la RU, de la rémunération au prix du marché de la production d'une petite centrale hydroélectrique et de l'octroi du bonus agricole. L'ElCom a classé sans procédure formelle une trentaine d'autres cas qui portaient principalement sur la catégorisation des installations photovoltaïques.

La catégorisation des installations photovoltaïques met en évidence la différence entre une installation intégrée au toit, qui bénéficie ainsi d'une rémunération plus élevée, et une installation simplement ajoutée à la construction. Une installation photovoltaïque ne peut être considérée comme intégrée au sens de l'ordonnance sur l'énergie que lorsqu'elle est intégrée dans la construction du toit et qu'elle assure une fonction supplémentaire en plus de la production d'électricité (double fonction). L'ElCom a précisé qu'une toiture photovoltaïque rajoutée sur une surface ouverte (couvert à voiture, abri de balcon) remplit la condition de l'intégration si elle assume également la fonction de protection contre les intempéries ou contre la chaleur, et ce quand bien même le lieu est ouvert, et qu'elle ne se substitue pas à des éléments préexistants.

À ce sujet, le Tribunal administratif fédéral a rendu deux arrêts au cours de l'année sous revue. Ceux-ci concernent des producteurs qui, pour construire leur installation photovoltaïque, se sont fondés sur une directive de l'OFEN en partie contraire à l'ordonnance et entre-temps devenue caduque. Dans les deux cas, le tribunal a considéré que l'installation photovoltaïque devait être classée comme

« rajoutée », mais que le tort causé à l'exploitant en raison de sa confiance dans la justesse et dans la légalité de la directive devait en revanche être indemnisé.

Une petite centrale hydroélectrique a droit à la RPC si elle est considérablement agrandie ou renouvelée. Selon l'ElCom, ce type de centrale doit augmenter sa production d'électricité de 20% minimum par rapport à la moyenne des cinq années d'exploitation précédant le 1^{er} janvier 2010 afin de remplir cette condition. Le Tribunal administratif fédéral a attesté la pratique de l'ElCom. Par cette décision, la légalité des dispositions en question de l'ordonnance sur l'énergie a été confirmée. Dans un autre cas, l'ElCom a accordé à juste titre la demande d'admission à la RPC d'une petite centrale hydroélectrique qui profitait du financement des frais supplémentaires (FFS). Or, comme la petite centrale n'a par la suite plus rempli les conditions minimales de la RPC concernant l'augmentation de la production durant cinq ans à partir de 2009, sa production d'électricité s'est vu rétribuée au prix du marché, un retour au FFS étant en effet impossible.

Dans le cadre d'une autre procédure, l'ElCom a arrêté que, dans le cas concret, le lactose n'était pas considéré comme de la biomasse agricole, car il n'a pas été produit à la ferme. C'est pourquoi la commission a renoncé à l'octroi du bonus agricole. À la fin de l'année sous revue, le recours déposé devant le Tribunal administratif fédéral était pendant. Dans le cas d'une autre installation de biomasse, le Tribunal administratif fédéral a décidé que, s'il est objectivement impossible d'utiliser la chaleur, sans que ce soit la faute de l'exploitant, le versement de la RPC n'en est pas pour autant interrompu.

6 Affaires internationales



30 centrales au fil de l'eau produisent de l'énergie tout au long des frontières suisses. Ici : centrale frontalière de Ryburg-Schwörstadt.

6.1 Gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé aux réseaux des pays limitrophes par de nombreux points d'interconnexion : entre l'Allemagne et la Suisse, quatorze lignes traversent la frontière, quatre la frontière avec l'Autriche, et dix celle avec l'Italie. Entre la France et la Suisse, neuf lignes contribuent à l'échange international d'énergie. La gestion de ces lignes est assurée par Swissgrid en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseau des pays voisins.

La capacité de ces lignes transfrontalières constitue un paramètre essentiel dans la garantie de la sécurité du réseau. Les capacités étant limitées, les négociants d'électricité doivent acquérir la capacité de réseau transfrontalière par l'intermédiaire de mises aux enchères explicites. Cette attribution des lignes transfrontalières est appelée gestion des congestions. La base légale prévoyant la mise aux enchères de ces capacités en Suisse est l'art. 17, al. 1, LApEl.

Dans le cadre de la mise en œuvre du marché intérieur européen de l'électricité, les capacités d'interconnexion entre tous les pays riverains de la Suisse sont adjudgées non pas par des enchères explicites, mais implicitement à travers les marchés couplés. À la mi-février 2015, l'introduction du couplage de marchés entre l'Italie, la Slovaquie, l'Autriche et la France a marqué un pas supplémentaire important vers l'intégration du marché européen. Les marchés de l'électricité français, allemand et autrichien sont quant à eux couplés depuis déjà quelques années. Or, avec l'entrée en vigueur à la mi-août 2015 du règlement de l'UE relatif à l'allocation de la capacité et à la gestion des congestions, la Suisse est désormais exclue de ce couplage des marchés. Cette modification du droit européen n'a toutefois pas porté atteinte aux possibilités commerciales et à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse en 2015. L'attribution des capacités transfrontalières sous la forme d'enchères explicites entraîne toutefois une inefficacité considérable dans

l'utilisation de l'infrastructure existante. Selon l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ces coûts d'opportunité à la frontière suisse se sont chiffrés à près de 80 millions d'euro pour l'année 2014. Dans ces circonstances, l'ElCom aspire à garantir et à améliorer malgré tout l'accès de la Suisse au marché avec les enchères explicites déjà en place, en augmentant par exemple la capacité d'importation à ses frontières avec l'Allemagne et la France.

À l'hiver 2014/15, grâce à une exploitation optimisée du réseau, Swissgrid a pu élargir de façon significative la capacité d'importation utilisable depuis l'Allemagne et l'Autriche, de sorte que le prix du marché de gros suisse s'est davantage rapproché du bas niveau des prix allemands durant le semestre d'hiver 2014/15 que lors des années précédentes. Au total, la capacité d'importation de l'Allemagne et de l'Autriche vers la Suisse a pu être augmentée de plus de 400 MW en 2015 par rapport à l'année précédente. De même, la capacité d'exportation vers l'Italie a pu retrouver son niveau de près de 3000 MW en raison des restrictions moins nombreuses appliquées dans ce pays.

La législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit toutefois des dérogations à l'at-

tribution des capacités axée sur les règles du marché (enchères). Elles concernent en particulier les livraisons reposant sur des contrats d'achat et de fourniture internationaux conclus avant le 31 octobre 2002 (art. 17, al. 2, LApEl), ainsi que la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base et la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables (art. 17, al. 2 en liaison avec l'art. 13, al. 3, LApEl). Selon une décision de l'ElCom, la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base est prioritaire dans l'attribution des capacités lorsque le gestionnaire de réseau est dans l'impossibilité de faire face à son obligation sans les importations (art. 17, al. 2, LApEl en liaison avec l'art. 20, al. 2, OApEl), ce qui n'était pas le cas dans ce cas concret. Un recours contre cette décision, déposé devant le Tribunal administratif fédéral, est pendant. Dans le cadre d'une initiative parlementaire, la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des États a demandé de supprimer les priorités pour les fournitures d'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base et provenant d'énergies renouvelables. La procédure de consultation sur la révision de la LApEl n'était pas encore terminée à la rédaction de ce rapport (lv. pa. 15.430).

6.2 Centrales frontalières

Trente centrales hydrauliques sont situées le long de la frontière et produisent de l'électricité à partir de cours d'eau frontaliers. Il s'agit de grandes centrales à accumulation (ou mixtes de pompage-turbinage), telles que la centrale du barrage d'Emosson ou celle de Hinterrhein, mais aussi de centrales au fil de l'eau le long du Rhin ou de petites centrales hydroélectriques, comme celle de La Goule sur le Doubs. Ces centrales représentent un cas particulier du point de vue de l'utilisation

de la capacité de transport transfrontalière, car elles sont souvent liées à d'anciens accords bilatéraux conclus entre la Suisse et les pays voisins pour régler la répartition de l'énergie. Pour certaines d'entre elles, la répartition ne peut se faire qu'à travers le réseau de transport transfrontalier, sujet à congestions. D'autres installations ont en revanche accès, des deux côtés de la frontière, au réseau de distribution ; la répartition de l'énergie entre les États s'opère alors indépendamment du réseau de transport.

Souvent indépendamment des conditions du réseau, certaines centrales ont bénéficié de dérogations au principe d'acquisition par enchères des capacités du réseau de transport transfrontalier congestionné. L'ElCom a vérifié la légalité de ces priorités dans le réseau de transport transfrontalier du point de vue des conditions-cadres techniques et juridiques.

Elle a rendu cinq décisions à ce sujet en 2015, qui toutes portent sur la fourniture transfrontalière de l'énergie produite par les centrales frontalières : l'une d'elle est entrée en vigueur entre-temps, tandis que les quatre autres sont contestées devant le Tribunal administratif fédéral.

6.3 Merchant Lines

Les lignes marchandes (« Merchant Lines ») sont des lignes du réseau de transport transfrontalier qui ne sont pas soumises à l'obligation d'accès non discriminatoire au réseau. La gestion de la capacité de telles lignes est assurée par les gestionnaires de réseau, mais leur utilisation revient cependant à l'investisseur. Il peut soit utiliser lui-même leur capacité, soit recevoir, de la société nationale du réseau de transport, le produit de la vente par enchères de la capacité qu'il n'a pas employée. Cette réglementation dérogatoire est limitée dans le temps. À l'échéance du délai, la ligne devient propriété de la société nationale du réseau de transport.

Actuellement, la Suisse possède deux lignes marchandes à la frontière italienne. En raison de la grande différence de prix entre la Suisse et l'Italie sur le marché de gros de l'électricité,

ces lignes représentent un secteur d'activité intéressant et incitent les investisseurs à développer la capacité du réseau de transport, congestionné entre la Suisse et l'Italie. Les décisions rendues par l'ElCom relatives à la durée et à l'étendue des dérogations datant de 2009 prévoient que le volume de capacité exemptée de l'accès non discriminatoire doit être réévalué après cinq ans. Le gestionnaire du réseau de transport italien Terna ayant multiplié les réductions de capacité ces dernières années, l'ElCom a adapté davantage le volume de capacité exemptée à la totalité de la capacité d'exportation fluctuante de la Suisse vers l'Italie. En février 2015, l'ElCom a rendu une décision partielle concernant la ligne marchande Campocologno – Tirano. Un recours a été déposé contre cette décision auprès du Tribunal administratif fédéral.

6.4 Produits des enchères

Les capacités limitées du réseau de transport transfrontalier sont adjudgées par Swissgrid au moyen d'enchères. Les produits de ces enchères sont partagés à toutes les frontières pour moitié entre Swissgrid et le gestionnaire du réseau de transport étranger concerné. Ils peuvent être utilisés pour couvrir les coûts de la fourniture transfrontalière d'électricité ou les coûts imputables au réseau de transport (tarifs), de même que pour le maintien et

l'extension du réseau de transport (art. 17, al. 5, LApEl). Sur la base d'une éventuelle proposition de Swissgrid, l'ElCom statue sur l'utilisation des recettes des enchères (art 22, al. 2, let. c, LApEl).

Entre 2009 et 2012, près de 40 millions de francs ont été versés chaque année pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport. Les recettes des enchères de 2013

sont affectées en majeure partie au maintien et à l'extension du réseau de transport. Étant donné que les investissements à ce niveau au cours des années précédentes n'ont pas pu être réalisés comme prévu, Swissgrid a demandé que les recettes de congestion des années 2014 et 2015 soient exclusivement utilisées pour contribuer à la baisse des tarifs de réseau.

Cependant, l'ElCom n'a pas encore été en mesure de statuer sur l'utilisation des recettes des enchères de 2014 en raison des discus-

sions sur la planification financière et les investissements dans le cadre de la planification pluriannuelle du réseau de transport. Comme cette décision n'a pas encore été rendue, l'utilisation des recettes des enchères de 2015 n'a pas non plus encore été décidée.

La Figure 14 montre à quelles fins les produits des enchères ont été utilisés entre 2011 et 2013 et comment Swissgrid envisage d'utiliser les recettes de 2014 et de 2015. L'ElCom n'a pas encore statué sur l'utilisation des recettes de ces enchères.

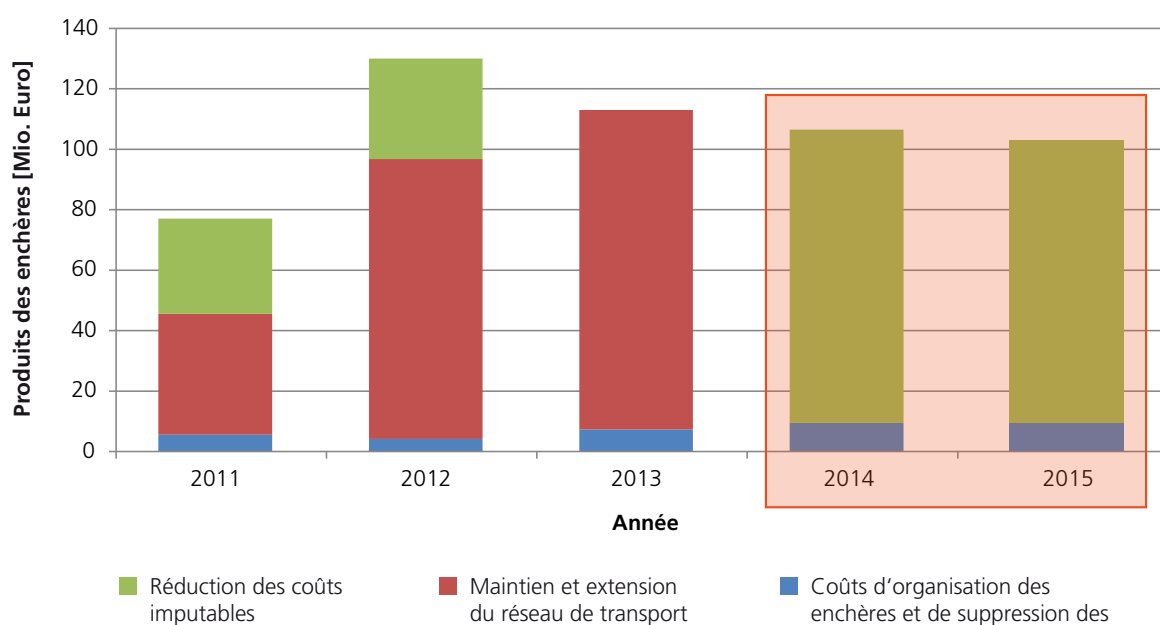


Figure 14: Utilisation des recettes des enchères 2011–2013 et affectation prévue par Swissgrid des recettes des enchères 2014–2015 (sur fond rouge, années pour lesquelles l'ElCom n'a pas encore statué)

6.5 Instances internationales

La Suisse est très bien intégrée aux réseaux électriques européens. Pour représenter les intérêts de la Suisse au plan international, l'ElCom participe à différentes instances. Les réunions de l'AESAG de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER Electricity Stakeholder Advisory Group), auxquelles l'ElCom a participé en tant qu'observatrice, ont permis d'aborder des questions générales concernant le marché européen de l'électricité, ainsi que l'élaboration et la mise en œuvre des législations de l'UE qui ont une influence directe sur la Suisse. Dans le cadre des nouvelles règles de coopération, un accord a été conclu avec ACER qui confère à l'avenir à l'ElCom le statut d'observateur au sein du groupe de travail ACER « EWG » (ACER-Electricity Working Group) et de ses sous-groupes.

ACER a publié son rapport annuel de surveillance des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz, pour lequel l'ElCom a fourni certaines données essentielles. Ce rapport indique que l'utilisation du réseau électrique interconnecté s'accroît dans l'UE. La Suisse par contre reste à la traîne faute d'intégration à ce marché. La conclusion d'un accord bilatéral est essentielle à une telle intégration, freinée aussi par les flux non planifiés. L'ElCom participe également à certains travaux du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), notamment en ce qui concerne le règlement REMIT, la qualité

de l'approvisionnement et la cybersécurité dans le domaine de l'énergie.

La collaboration de la Suisse avec ses voisins directs joue également un rôle crucial. Dans cette optique, le Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) est une instance importante dans laquelle l'ElCom est également active. Celui-ci se concentre sur les thèmes de la sécurité de l'approvisionnement et le recours aux productions flexibles. En 2015, le PLEF a achevé une étude unique en son genre sur la disponibilité totale des capacités de production au plan régional ; elle analyse en détail comment la coopération régionale permet d'éviter des situations de pénurie d'électricité. Une autre étude avec une large participation de la Suisse portant sur la flexibilité dans l'approvisionnement en électricité, a débuté. Elle analysera la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans un avenir fondé sur les énergies renouvelables, en tenant compte de consommateurs et d'une production flexibles, telle que la production hydraulique suisse par exemple.

L'ElCom compte aussi parmi les membres de la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER – International Confederation of Energy Regulators). Elle suit en outre les travaux de l'OCDE sur l'indépendance des régulateurs.

6.6 Codes de réseau

Un élément essentiel du troisième paquet de libéralisation du marché de l'énergie porte sur le développement de codes de réseau européens (Network Codes) et d'orientations contraignantes de la Commission européenne. Les codes de réseau et les orientations (Guidelines) ont pour but d'harmoniser les normes applicables aux réseaux transfrontaliers et à l'intégration du marché, notamment dans les domaines suivants : raccordement au réseau, gestion du réseau et de ses congestions, énergie de réglage. La volonté derrière cet objectif est la création d'un marché de l'électricité européen commun impliquant les mêmes droits et obligations pour les acteurs du marché. Les codes de réseau et les orientations se basent sur le règlement (CE) no 714/2009. Ces exigences ont pour les États membres de l'UE le même effet contraignant que tout règlement européen. Les codes de réseau assignent aux autorités de régulation des États membres de l'UE des tâches et compétences spécifiques. Bien que le droit européen ne soit pas contraignant pour la Suisse, il reste pertinent pour les acteurs suisses actifs sur le marché intérieur européen de l'électricité. Les codes de réseau et les orientations s'articulent en trois groupes :

Codes de réseau traitant du raccordement au réseau :

- Le code de réseau « Requirement for Generators » (RfG) fixe les exigences techniques applicables aux installations de production en vue des exigences futures auxquelles le réseau d'approvisionnement en électricité doit faire face. Il contribue ainsi largement à la définition de la sécurité du système.
- Le code « Demand Connection Code » (DCC) fixe les exigences techniques applicables du côté de la demande aux gestionnaires de

réseau de distribution et aux grands consommateurs. Ce code sert en premier lieu à définir des normes aptes à garantir la sécurité de l'approvisionnement.

- Le code « High Voltage Direct Current » (HVDC) règle les exigences spéciales concernant le raccordement au réseau d'installations à courant continu ; il concerne en particulier le raccordement de parcs éoliens offshore et de lignes de transit en courant continu à haute tension.

Codes de réseau et orientations pour la gestion du réseau :

- Dans le cadre de l'élaboration des codes de réseau « Operational Security » (OS), « Operational Planning and Security » (OPS) et « Load Frequency Control and Reserves » (LFC&R), il a été décidé de regrouper ces trois codes sous une seule et même orientation « System Operation ». Celle-ci règle tous les aspects nécessaires à la gestion sans faille d'un réseau interconnecté à l'échelle européenne.
- Le code de réseau « Emergency & Restoration » (ER) définit les procédures opérationnelles à suivre par les gestionnaires de réseau de transport en cas d'urgence.

Orientations pour l'organisation du marché :

- L'orientation « Capacity Allocation and Congestion Management » (CACM) est l'orientation la plus importante pour l'organisation du marché intérieur européen de l'électricité. Elle définit les rôles, les responsabilités et la répartition des coûts liés au couplage des marchés journaliers (« day-ahead ») et intrajournaliers (« intraday »), ces derniers étant eux aussi réglementés par cette orientation. De plus, elle fixe les

principes fondamentaux de gestion des congestions, tels que les méthodes de calcul de capacité et les régions de collaboration.

- Fondée sur l'orientation « CACM », l'orientation « Forward Capacity Allocation Guideline » (FCA) règle les conditions-cadres du marché pour l'attribution à long terme des capacités transfrontalières du réseau de transport.
- L'orientation « Electricity Balancing » (EB) définit les règles de développement, de mise en œuvre et de fonctionnement d'un marché européen de l'énergie d'ajustement.

Le 14 août 2015, l'orientation « Capacity Allocation and Congestion Management » pour le

négoce international de l'électricité a été la première de ces réglementations à entrer en vigueur. En outre, les États-membres de l'UE ont adopté quatre réglementations dans le cadre des procédures législatives européennes au cours de l'année sous revue : « Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators » (26 juin 2015), « Network Code on HVDC Connections » (11 septembre 2015), « Network Code on Demand Connection » (15 octobre 2015) et « Network Code on Forward Capacity Allocation » (30 octobre 2015). Si le Conseil et le Parlement européen n'opposent pas leur veto, ces réglementations devraient entrer en vigueur au premier trimestre 2016.

7 Perspectives

En 2016 également, l'ElCom traitera en profondeur de la sécurité de l'approvisionnement. D'une part, une nouvelle édition du rapport de 2014 sur la sécurité de l'approvisionnement est prévu ; d'autre part, les événements de l'hiver 2015/16 doivent être soigneusement analysés. Dans ce contexte, la commission prendra des mesures à moyen et long terme et des dispositions préventives pour continuer à garantir la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Pour cela, il est particulièrement nécessaire de mettre au point d'autres critères et scénarios d'observation.

La surveillance du marché de gros de l'électricité sera opérationnelle en 2016. Lorsque l'ElCom aura défini les conditions relatives à la technique et aux processus, les activités du négoce de gros pourront être surveillées, analysées et évaluées rapidement.

Dans le domaine du réseau de transport, l'ElCom attend que les dernières installations soient transférées à Swissgrid sous formes d'apport en nature ; plusieurs décisions sont prévues pour définir l'évaluation régulatoire de ces installations. L'ElCom compte sur la résolution, en 2016 également, des questions restées ouvertes lors de l'évaluation du réseau de transport. Dans ce cas, il s'agit de la valeur des installations du niveau de réseau 1 que les anciens propriétaires doivent transférer à Swissgrid, conformément à l'art. 33 LApEl. L'ElCom avait décidé en septembre 2012 déjà que cette valeur devait correspondre à la valeur régulatoire en vertu de la LApEl. Or cette décision a été rejetée par les tribunaux. Dans ce contexte, il convient également d'en surveiller les conséquences sur les tarifs des consommateurs finaux.

En 2016, la tâche principale sera de terminer ou de faire avancer les procédures encore en

cours, en particulier dans le domaine des tarifs. D'une part, cela concerne les procédures tarifaires du réseau de transport : l'ElCom avait promulgué plusieurs décisions concernant l'évaluation du réseau pour les années 2009 à 2012, qui ont été en partie infirmées par le Tribunal administratif fédéral ou le Tribunal fédéral. D'autre part, différentes procédures portant sur le réseau de distribution ont été suspendues par le passé en raison des procédures judiciaires pendantes, avec pour conséquence le prolongement de certaines d'entre elles sur plusieurs années. Ces procédures peuvent être maintenant finalisées, car toutes les questions sur l'évaluation du réseau restées en suspens ont été clarifiées. À l'inverse, d'autres procédures ou parties de procédure doivent être suspendues en raison d'un litige non résolu dans le domaine de l'énergie.

Les premières années d'activité de l'ElCom ont montré à quel point il est important que la loi soit formulée de façon claire et univoque et qu'elle octroie au régulateur une marge d'appréciation pour les questions techniques. C'est pourquoi l'ElCom s'impliquera, à l'avenir également, de façon active dans les discussions autour de la révision de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Ce faisant, elle a pour objectif de mieux délimiter les clients pour l'approvisionnement de base sur le marché (en l'occurrence dans le domaine de l'énergie) et d'afficher une position claire pour ce qui est de la surveillance et de la qualité pour recourir. En outre, elle doit aborder d'autres thèmes relatifs à la régulation Sunshine et à la concurrence. Enfin, il est nécessaire que le régulateur apporte des réflexions et des suggestions à plus long terme non seulement dans les discussions actuelles sur la structure du marché (Market design) et l'évolution de la législation sur l'approvisionnement en électricité.

8 Commission fédérale de l'électricité (ElCom)



L'ElCom, de gauche à droite: Laurianne Altwegg, Antonio Taormina (vice-président), Matthias Finger, Brigitta Kratz (vice-présidente), Carlo Schmid-Sutter (président), Anne d'Arcy, Christian Brunner

La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) a pour tâche de surveiller le marché suisse de l'électricité et de garantir le respect de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). En sa qualité de régulateur étatique indépendant, la commission accompagne le passage d'un approvisionnement en électricité de nature monopolistique à un marché de l'électri-

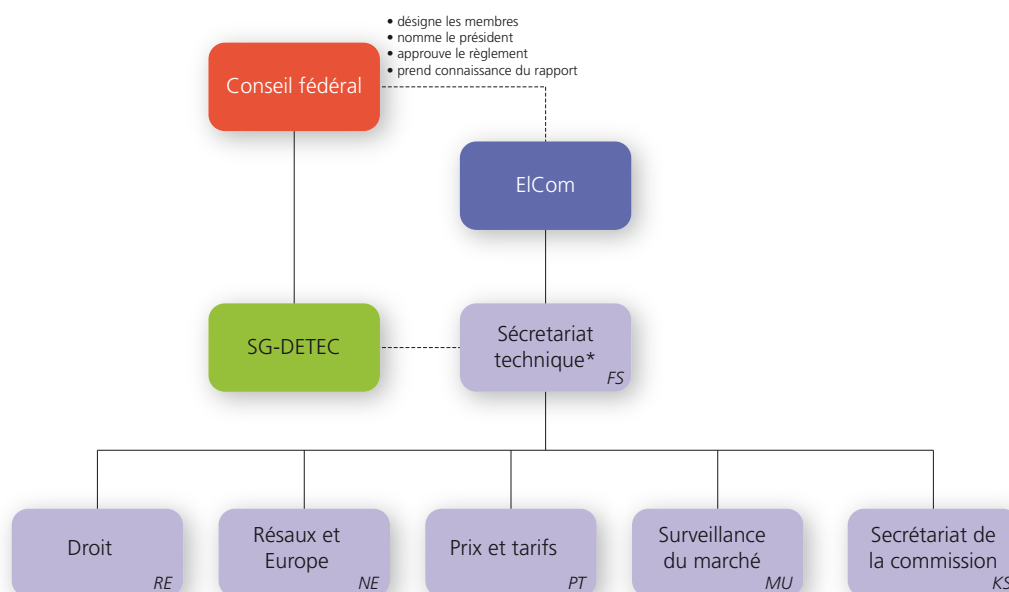
cité axé sur la concurrence. L'une des tâches de l'ElCom consiste, entre autres, à surveiller les prix de l'électricité pour l'approvisionnement de base. Par ailleurs, l'ElCom se doit de veiller à l'entretien permanent de l'infrastructure de réseau et, au besoin, à son extension afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement à l'avenir aussi.

Pour accomplir ces tâches, la commission est pourvue de compétences étendues, notamment dans les domaines suivants :

- Elle contrôle la conformité au droit des rémunérations pour l'utilisation du réseau ; l'utilisation des réseaux pour l'acheminement d'électricité est indemnisée par le biais de la rémunération sur le marché libéralisé de l'énergie.
- Elle contrôle les tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux captifs (approvisionnement de base, ménages et autres consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh) et pour tous les consommateurs finaux qui renoncent à l'accès au réseau.
- Elle statue sur les litiges relatifs au libre accès au réseau électrique : depuis le 1er janvier 2009, les grands consommateurs (avec une consommation annuelle d'au moins 100 MWh) ont le libre choix de leur fournisseur d'électricité.
- Elle statue sur les litiges relatifs à la rétribution du courant injecté à prix coûtant, qui est versée depuis le 1er janvier 2009 aux producteurs d'énergie renouvelable.
- Elle surveille la sécurité de l'approvisionnement en électricité et l'état des réseaux électriques.
- Elle détermine les procédures d'attribution des capacités du réseau en cas de congestion des lignes transfrontalières et elle coordonne son activité avec les régulateurs européens de l'électricité.
- Elle exerce une surveillance approfondie sur la société nationale du réseau de transport (Swissgrid SA), depuis le transfert de la propriété du réseau de transport à cette dernière (séparation).
- Elle surveille le marché de gros de l'électricité.

8.1 Organisation et personnel

L'ElCom se compose de cinq à sept membres indépendants élus par le Conseil fédéral et d'un Secrétariat technique. Elle est indépendante des autorités administratives et n'est soumise à aucune directive du Conseil fédéral.



*Rattachement administratif au SG-DETEC

Figure 15 : Organigramme de l'ElCom

8.1.1 Commission

Les sept membres de l'ElCom sont indépendants de la branche électrique. Ils exercent leurs fonctions à titre accessoire. La Commission se réunit en moyenne une fois par mois en séance plénière. S'y ajoutent les réunions des quatre sous-commissions « Prix et tarifs », « Réseaux et sécurité d'approvisionnement », « Droit » et « Relations internationales ».

Durant l'année sous revue, la commission était composée comme suit :

Président :

- Carlo Schmid-Sutter (depuis 2007) : ancien conseiller d'État, avocat et notaire

Vice-présidents :

- Brigitta Kratz (depuis 2007) : dr en droit., LL.M., avocate et chargée de cours de droit privé à l'Université de Saint-Gall ainsi que chargée de cours de droit de l'énergie à la Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften ZHAW
- Antonio Taormina (depuis 2014) : math. dipl. EPFZ, ancien membre de la direction et responsable de la Division Énergie Europe de l'Ouest du groupe Alpiq

Membres :

- Laurianne Altwegg (depuis 2015) : lic. en sciences politiques, responsable des dossiers agriculture, environnement et énergie à la Fédération romande des consommateurs FRC
- Anne d'Arcy (depuis 2007) : dr en économie, professeur en gouvernement d'entreprise et contrôle de gestion à l'Université économique de Vienne
- Matthias Finger (depuis 2007) : dr en sciences politiques, professeur de management des industries de réseaux à l'EPFL
- Christian Brunner (depuis 2014) : ing. électricien dipl. EPFZ, ancien directeur de l'Unité réseaux d'Alpiq

Sous-commissions

La commission comprend les sous-commissions suivantes :

Prix et tarifs

- Anne d'Arcy (pilotage)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Droit

- Brigitta Kratz (pilotage)
- Laurianne Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Christian Brunner (pilotage)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Carlo Schmid-Sutter

Relations internationales

- Antonio Taormina (pilotage depuis le 1.9.2015)
- Matthias Finger (pilotage jusqu'au 31.8.2015)
- Brigitta Kratz
- Christian Brunner

Surveillance du marché

- Matthias Finger (pilotage depuis le 1.9.2015)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina (pilotage jusqu'au 31.8.2015)

Démissions et nominations

Le 22 juin 2015, le Conseil fédéral a nommé Laurianne Altwegg en tant que nouveau membre de la commission. Mme Altwegg succède à Aline Clerc qui a quitté ses fonctions à l'ElCom fin 2014.

En outre, lors de sa séance du 25 novembre 2015, le Conseil fédéral a procédé au renouvellement intégral de l'ElCom pour la période administrative 2016–2019.

Règlements

La réputation et la crédibilité d'une autorité dépendent essentiellement de la confiance qu'on lui accorde. Le moindre soupçon de partialité doit être évité. C'est pourquoi la commission s'est demandé quelles règles de comportement adopter pour ses membres et les collaborateurs du Secrétariat technique. Durant l'année sous revue, la commission s'est

donc attelée à la tâche et a rédigé, en plus des règlements destinés aux sous-commissions, un règlement pour les récusations, qui définit les règles de la Confédération déjà en vigueur (ordonnance sur le personnel de la Confédération et code de comportement de l'administration fédérale) plus précisément pour l'ElCom et ses particularités.

Représentation des sexes et des régions linguistiques

L'ElCom se compose de trois femmes et de quatre hommes ; les femmes sont donc représentées à 43%. L'objectif de la Confédération est de 30% (en moyenne, 39% des membres des commissions extraparlimentaires sont des femmes).

Pour ce qui est de la répartition des régions linguistiques, quatre membres de l'ElCom

sont germanophones (57%), deux sont francophones (29%) et un est italophone (14%). L'objectif de la Confédération est une représentation des langues latines (français, italien et romanche) de 40% au total. La répartition dans les commissions extraparlimentaires est en moyenne de 65,1% pour l'allemand, 25,5% pour le français, 8,6% pour l'italien et 0,8% pour le romanche.

Chiffres clés concernant la branche

L'ElCom surveille le marché de gros de l'électricité et la branche de l'électricité y compris Swissgrid, notamment en ce qui concerne les tarifs d'utilisation du réseau, les tarifs de l'électricité des clients finaux captifs, la sécurité en matière d'approvisionnement, l'état des réseaux électriques ainsi que l'attribution de la capacité de réseau en cas de congestion aux frontières.

Nombre de gestionnaires de réseau en 2015 : environ 670

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques : Niveau de réseau 1 env. 6700 km | Niveau de réseau 3 – env. 9000 km | Niveau de réseau 5 – env. 44'000 km | Niveau de réseau 7 – env. 139'000 km (lignes aériennes et câbles, y compris raccordements finaux) | Transformateurs niveau de réseau 2 : 152 | Niveau de réseau 4 : 1145 ; Niveau de réseau 6 : env. 58'000 (y compris les postes transformateurs aériens)

Total de la rémunération pour l'utilisation du réseau 2015 : 4 milliards de francs

Investissements annuels : environ 1,4 milliard de francs

Consommation annuelle d'électricité : 57 TWh

Production : 66 TWh

Importation d'électricité : 36 TWh | **Exportation d'électricité :** 38 TWh

8.1.2 Secrétariat technique

Le secrétariat technique soutient la commission sur le plan technique et professionnel, prépare les décisions de la commission et les met en œuvre. Il dirige les procédures de droit administratif et procède aux investigations nécessaires. Indépendant des autres autorités, il n'est soumis qu'aux seules directives de la commission. Le secrétariat technique est administrativement subordonné au secrétariat général du DETEC. Le secrétariat de la commission assure la coordination entre la commission et le public, la branche et les médias. Il coordonne les activités de la commission et

du secrétariat technique et seconde la commission pour le volet administratif.

Au 31 décembre 2015, le secrétariat technique comptait 42 collaborateurs (dont 3 stagiaires), 17 femmes et 25 hommes. L'âge moyen de tous les collaborateurs est de 42 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit :

- Italien : 3 collaborateurs
- Français : 7 collaborateurs
- Allemand : 32 collaborateurs



**Chef du Secrétariat technique
(42 collaborateurs)**

Renato Tami
lic. iur., avocat et notaire



**Section Réseaux et Europe
(9 collaborateurs)**

Michael Bhend
ing. dipl. EPFZ



**Section Prix et tarifs
(12 collaborateurs)**

Stefan Burri
dr en sciences politiques



**Section Surveillance du marché
(5 collaborateurs)**

Cornelia Kawann
ing. dipl., dr en sciences techniques, MBA



**Section Droit
(10 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



**Section Secrétariat de la commission
(6 collaborateurs)**

Barbara Wyss
dr en économie

8.2 Finances

Un budget de 11,3 millions de francs était à la disposition de l'ElCom durant l'année sous revue. 10,4 millions de francs ont été effectivement dépensés. Ce montant a couvert l'ensemble des charges de personnel et d'exploitation de l'ElCom, y compris les dépenses supplémentaires induites par la mise en place de la surveillance du marché.

Face à ces dépenses, les recettes ont atteint 5,1 millions de francs. Elles proviennent de la redevance de surveillance dont s'acquitte Swissgrid pour la coopération de l'ElCom avec les autorités étrangères et des émoluments de procédure versés par les parties.

8.3 Manifestations de l'ElCom

8.3.1 Forum ElCom 2015

Le 20 novembre a eu lieu le sixième Forum de l'ElCom au Centre des Congrès de Bâle. Il avait pour thème principal « Quelle régulation pour le secteur de l'électricité ? ». Le débat actuel autour de l'adaptation de la législation sur l'approvisionnement en électricité et de la Stratégie énergétique 2050 ainsi que les activités des fournisseurs d'électricité et les répercussions sur les consommateurs ont été au centre de ce forum. À l'aide d'exemples concrets, les intervenants ont présenté claire-

ment les opportunités et les défis d'un contexte réglementaire en mutation dans un environnement économique global complexe. Cette année encore la conseillère fédérale Doris Leuthard a honoré le Forum de sa présence en prononçant l'allocution de bienvenue. Des orateurs renommés du secteur de l'électricité se sont ensuite exprimés devant un public de plus de 370 experts. Le prochain Forum ElCom se tiendra le vendredi 18 novembre 2016 à Winterthour.

8.3.2 Manifestations d'information pour les gestionnaires de réseau

Durant l'année sous revue, l'ElCom a également organisé en divers endroits de Suisse dix manifestations d'information. Elles étaient consacrées à la régulation Sunshine, aux coûts de réseau ainsi qu'aux questions juridiques d'actualité. En outre, l'OFEN a présenté les évolutions importantes de la politique éner-

gétique suisse. Au total, 700 personnes ont participé aux manifestations, proposées au prix de revient. Tant pour les participants que pour les collaborateurs de l'ElCom et de l'OFEN, ces manifestations ont été l'occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

9 Annexe

9.1 Statistique des activités

L'année 2015 a dénombré un total de 534 nouveaux cas, dont un peu moins de la moitié concernaient des requêtes de renforcement du réseau (ceux-ci faisant partie d'une catégorie de demande séparée depuis 2015). Au total, 611 cas ont pu être tranchés en 2015.

En outre, le nombre de questions dites ordinaires est aussi relevé depuis 2015. Ce sont des demandes qui arrivent au moyen du for-

mulaire de contact disponible sur le site de l'ElCom ou par email et qui traitent de questions de routine. Elles sont généralement traitées en quelques heures. Dans de rares cas seulement, elles donnent lieu à des procédures. C'est pourquoi, ces questions ne sont pas indiquées dans le tableau ci-dessous. En 2015, le secrétariat technique a traité un total de 242 questions ordinaires.

Type d'activité	Reportées des années précédentes	Introduites en 2015	Liquidées en 2015	Reportées en 2016
Plaintes spécifiques sur les tarifs	82	125	133	74
Rétribution de l'injection à prix coûtant	70	78	79	69
Renforcements du réseau	n.c.	217	122	95
Autres cas	377	114	277	214
Total	529	534	611	452

Tableau 8 : Statistique des activités de l'ElCom pour 2015

9.2 Statistique des procédures de recours

En 2015, 253 décisions ont été rendues. Une grande partie d'entre elles concernait des requêtes pour le renforcement du réseau. Au total, 652 décisions ont été rendues entre

2008 et 2015, dont 569 n'ont pas été contestées et sont donc entrées en vigueur. Les autres ont été déférées au Tribunal administratif fédéral (TAF) ou au Tribunal fédéral (TF).

	Pas de recours	Recours au TAF	Recours au TF
652 décisions rendues 2008–2015	569	83	27

Tableau 9 : Décisions rendues et recours 2008–2015

9.3 Statistique des séances

Les membres de l'ElCom délibèrent régulièrement lors de séances plénières mensuelles. S'y ajoutent les réunions des quatre sous-commissions, des ateliers et d'autres séances spé-

ciales. Durant l'année sous revue, les membres de l'ElCom ont participé au total, dans diverses compositions, à 14 séances d'une journée et à 28 séances d'une demi-journée.

9.4 Publications

9.4.1 Directives

19.11.2015	2/2015 – Renforcements de réseau
15.10.2015	1/2015 – Obligations des gestionnaires de réseau relatives au relevé et à la communication des données concernant la qualité de l'approvisionnement pour 2016

9.4.2 Communications

26.11.2015	Zones de desserte séparées relevant d'un même gestionnaire de réseau : tarifs à appliquer
03.11.2015	Coûts de mesure et accès aux mesures
11.03.2015	Stellungnahme ElCom zu Vernehmlassung BFE zur Strategie Stromnetze
26.02.2015	Règle des 95 francs
03.02.2015	Mesure de la qualité de la tension

9.4.3 Décisions

22.01.2015	Merchant Line Campocologno-Tirano, Neufestlegung Ausnahmekapazität (Teilverfügung)
22.01.2015	Repower AG, Repower Schweiz AG: Teilverfügung Energiekosten
22.01.2015	Energie Seeland AG, Abschluss schreiben Energietarife 2011–2013
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rodels
22.01.2015	Verfügung zu Weitergehende Netzverstärkung [...] Seedorf
22.01.2015	Verfügung zu Weitergehende Netzverstärkung [...] Balerna
22.01.2015	Verfügung zu Weitergehende Netzverstärkung [...] Seedorf
22.01.2015	Accès au réseau, clôture de la procédure
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Paspels
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bettlach
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gampelen
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Asuel
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Latterbach
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Stadt Gossau
22.01.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Besencens
12.02.2015	Verfügung zu Neuverfügung Kosten und Tarife Netzebene 1 2012 Übertragungsnetz Basel AG, IWB, Swissgrid AG
12.02.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bussnang
12.02.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Winden
12.02.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Affeltrangen
12.02.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Mosnang
12.02.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Erlenbach i.S.
12.02.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Lamboing
12.02.2015	Verfügung zu Renforcement de réseau Indemnisation des coûts de renforcement de réseau pour l'installation PV [...]
12.02.2015	Verfügung zu Merchant Line Merchant Line Mendrisio-Cagno, Neufestlegung Ausnahmekapazität (Berichtigung)

18.02.2015	Verfügung zu Vorrang im Übertragungsnetz; Vorsorgliche Massnahme Netzverstärkung [...]
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Trub
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steinmaur
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberkirch
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Beromünster
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Tuggen
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Buttisholz
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Alten
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ittigen
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Mittelhäusern
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Arlesheim
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Biel-Benken
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Eich
10.03.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Erschwil
10.03.2015	Verfügung zu Renforcement de réseau Indemnisation des coûts de renforcement de réseau pour l'installation PV [...] L'Auberson
10.03.2015	Renforcement de réseau Indemnisation des coûts de renforcement de réseau pour l'installation PV [...] Seigneux
10.03.2015	Renforcement de réseau Indemnisation des coûts de renforcement de réseau pour l'installation PV [...] Puidoux
10.03.2015	Renforcement de réseau Indemnisation des coûts de renforcement de réseau pour l'installation PV [...] Brot-Plamboz
10.03.2015	Verfügung zu Netzanschlussbedingungen einer PV-Anlage; Zwischen- verfügung, Nichteintreten auf erneutes Gesuch vorsorgliche Massnahme
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hagenwil
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Illnau
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Biel-Benken
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hohentannen
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Wiedlisbach
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberdürnten
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Greifensee
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Wolfhausen
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Samstagern
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gais
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Solothurn
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ernetschwil
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Amden
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Lyssach
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Opfershofen
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bonstetten
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Zweisimmen
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rain
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ruswil
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hildisrieden

08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberlindach
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bözen
08.04.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bächli
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Energie AG Rüttenen
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Mauren
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bazenheid
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Eschenbach
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Melchnau
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rüti
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Worblaufen
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hausen a. Albis
19.05.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberwangen
19.05.2015	Verfügung zu RPC – intégration PV – toiture partielle [...]
19.05.2015	Verfügung zu GKW Säckingen
19.05.2015	Verfügung zu GKW Ryburg-Schwörstadt
19.05.2015	Verfügung zu GKW Rheinfelden
11.06.2015	Verfügung zu Einspeisepunkt PV-Anlagen [...]
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung, gemeinsames Gesuch [...] Hergiswil
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Unterlunkhofen
11.06.2015	Verfügung zu Weitergehende Netzverstärkung [...]
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Niederbipp
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Furna
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oltigen
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Niederbipp
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Uerzlikon
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Schüpfen
11.06.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Porrentruy
11.06.2015	Verfügung zu KEV, Kategorisierung PV-Anlage [...]
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Chevenez
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Alle
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Jona
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Scheunen
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rain
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hettiswil
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Wil
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Fällanden
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Tenniken
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Kernenried
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Knutwil
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steinhuserberg
02.07.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steinen

02.07.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts KHR
02.07.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts Ofible
02.07.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts Ofima
02.07.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts SBB
02.07.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts KSL
02.07.2015	Verfügung zu KEV Widerrufsbescheid der Swissgrid AG betr. Landwirtschaftsbonus, Oberle
02.07.2015	Verfügung zu Vorrang GKW Reckingen
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Eischoll
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Amlikon-Bissegg
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberbuchsiten
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Kulmerau
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Entlebuch
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Uffikon
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Amriswil
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Altishofen
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hildisrieden
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Buttisholz
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hagenbuch
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Wettswil a.A
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hagenbuch
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Knonau
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Zeglingen
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hedingen
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gelfingen
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ruswil
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hildisrieden
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Eich
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rickenbach
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Grosswangen
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bachs
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steinmaur
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gisikon
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Sempach-Station
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ruswil
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Berg
13.08.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Schnottwil
13.08.2015	Verfügung zu Renforcement de réseau [...]
13.08.2015	Verfügung zu Vorrang im grenzüberschr. Übertragungsnetz [...]

13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts AET
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts KVR
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts KWM
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts KLL
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts AEK
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts FMM
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts Alstom
13.08.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts EKW
13.08.2015	Verfügung zu KEV, Kategorisierung PV-Anlage [...] gegen Swissgrid
09.09.2015	Verfügung zu Aktienverkaufs Swissgrid AG – Superprovisorische Massnahmen
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberriet
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steffisburg
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Etziken
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Diessbach bei Büren
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steg
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gutenswil
17.09.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Würenlingen
17.09.2015	Verfügung zu RPC [...]
17.09.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts EKW (teilweise Wiedererwägung)
17.09.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts KWI
17.09.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts Axpo Power AG
17.09.2015	Verfügung zu regulatorischer Anlagewert NE1 Festlegung des regulatorischen Anlagewerts AVAG
17.09.2015	Verfügung zu Tarifprüfung Teilverfügung Tarife Netz 2008, 2009 und 2010 SIL
15.10.2015	Verfügung zu Aktienverkauf Swissgrid AG SIRESO, Swissgrid AG et al: Verkauf Aktien Swissgrid AG ,Vorkaufsrechte: Prov. Massnahmen
15.10.2015	Verfügung zu Tarifprüfung 2009/10, N&E Zwischenverfügung Sistierung Verfahren ewb
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Roggliswil
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Sevgein
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Niederglatt
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Willisau
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hundwil
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ulrichen
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Schüpfheim

15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Altishofen
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Buttisholz
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Sempach
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rickenbach
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Aeugst am Albis
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Turbenthal
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Urdorf
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Schangnau
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bäretswil
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Mühleberg
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gstaad
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Heimisbach
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Saanen
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Kriechenwil
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Orpund
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Dotzigen
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Schongau
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Sigigen
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Horw
15.10.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Neuenkirch
15.10.2015	Verfügung zu Messdienstleistungen [...]
19.11.2015	Verfügung zu Netzgebiete: Situation Netzebene 3 Davos-Prättigau
19.11.2015	Verfügung zu Netzbewertung 2010 Netzbewertung EWG Grindelwald 2010: Abschluss schreiben
19.11.2015	Verfügung zu Neuregelung Gebühren KEV [...]
19.11.2015	Verfügung zu KEV, PV-Anlage [...]
19.11.2015	Verfügung zu KEV/EIV, PV-Anlage [...]
19.11.2015	Verfügung zu RPC [...]
19.11.2015	Verfügung zu Technische Anschlussbedingungen [...]
19.11.2015	Verfügung zu Grenzstelle [...] – Verschiebung Grenzstelle
19.11.2015	Verfügung zu Vorrang im grenzüberschreitenden ÜN Energiedienst Holding AG gegen Swissgrid (GKW Laufenburg)
19.11.2015	Verfügung zu Vorrang im grenzüberschreitenden ÜN Kraftwerke Hinterrhein, Swissgrid
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung für weitergehende Netzverstärkung [...]
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Remetschwil
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] St. Niklaus VS
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Steinerberg
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Safiental
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Muri
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Oberriet
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hünenberg
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Benken
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Dietschwil

19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Meinkirch
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ruswil
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Studen
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Schüpfen
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Zäziwil
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Solothurn
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rubigen
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Rüfenacht
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Tecknau
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Hasle b. Burgdorf
19.11.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Boll
17.12.2015	Verfügung zu Rückerstattung Netzzuschlag PSI gegen BFE
17.12.2015	Verfügung zu Netzkosten Repower AG: Abschluss schreiben Netzkosten
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Baden
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bannwil
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...]
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Madiswil
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Marbach SG
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Winterthur
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Mülligen
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Ruswil
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Zell
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Gelfingen
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Grosswangen
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Dagmersellen
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bière
17.12.2015	Verfügung zu Vergütung Netzverstärkung [...] Bannwil
17.12.2015	Verfügung zu KEV, PV-Anlage [...]

9.4.4 Arrêts

Arrêts pertinents pour le travail de l'ElCom

Arrêts du Tribunal administratif fédéral

06.03.2015	A-910/2014 Verzugszinsen auf der Rückerstattung für im Jahr 2010 geleistete ITC-Mindererlös-Akontozahlungen
06.03.2015	A-129/2014, A-134/2014, A-174/2014, A-178/2014, A-179/2014, A-207/2014, A-1589/2014, A-1594/2014, A-1998/2014, A-4626/2014, A-4636/2014 Verzinsung der Akontozahlungen SDL für die Tarifjahre 2009 und/oder 2010 geleistete SDL-Akontozahlungen

- 30.04.2015 A-2768/2014
Beurteilung des Bescheids der Swissgrid AG vom 8. August 2012 über die Anmeldung zur kostendeckenden Einspeisevergütung für die KEBAG Zuchwil
- 21.05.2015 A-2901/2014
Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC)
- 28.05.2015 A-2850/2014
Anschluss Fideriser Heuberge; Zuständigkeit zur Festlegung der Net-zanschlusskosten und Netzkostenbeiträge
- 03.06.2015 A-1107/2013
Rechtsverweigerung. Überprüfung anrechenbare Energiekosten für das Geschäftsjahr 2008/2009
- 17.09.2015 A-4730/2014
Bescheid über die definitive Höhe der KEV; Kategorisierung einer Photovoltaikanlage
- 28.09.2015 A-1255/2015
Merchant Line Campocologno (CH) – Tirano (IT): Neufestlegung der Ausnahmekapazität
- 13.11.2015 A-213/2015, A-257/2015
Gesuch um Gewährung des Netzzugangs und Zurverfügungstellung der für die Abrechnung der Stromlieferung notwendigen Messdaten und Informationen
- 08.12.2015 A-84/2015
Bescheid über die definitive Höhe der KEV; Kategorisierung der Photovoltaikanlage

Arrêts du Tribunal fédéral

- 09.02.2015 2C_300/2014
Elektrizitätsleitungen zur Feinverteilung
- 25.03.2015 2C_527/2014, 2C_478/2014, 2C_479/2014
Kosten und Tarife 2009, 2010 und 2011 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen; Kosten- und Entschädigungsregelung
- 04.06.2015 2C_1076/2014
Kosten und Tarife 2009 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen/Neufestsetzung anrechenbare Kosten
- 16.07.2015 2C_857/2014
Entschädigung für Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung

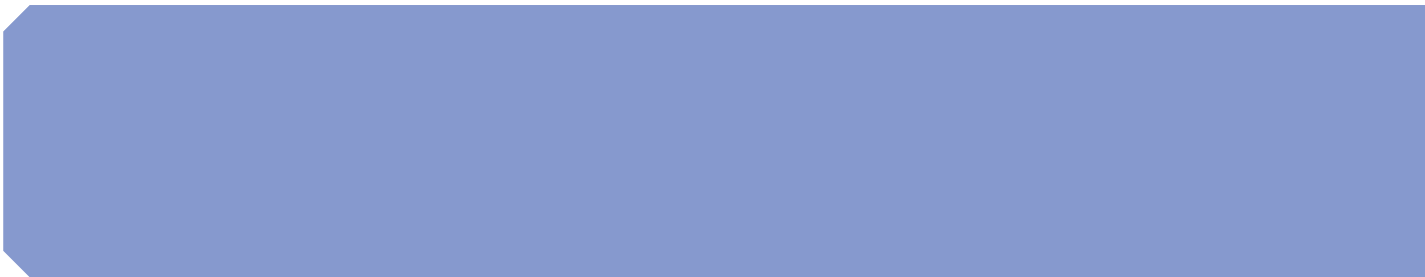
9.5 Abréviations et glossaire

ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators ; Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie
AESAG	ACER Stakeholder Advisory Group
Ausgleichsenergie	Elektrizität, die zum Ausgleich der Differenz zwischen dem effektiven Bezug (bzw. der Lieferung) einer Bilanzgruppe und deren Bezug (bzw. deren Lieferung) nach Fahrplan in Rechnung gestellt wird.
HVDC	High Voltage Direct Current (courant continu à haute tension)
Énergie d'ajustement	Énergie électrique facturée pour compenser la différence entre la consommation ou la fourniture effective d'un groupe- bilan et sa consommation ou sa fourniture programmée.
OFEN	Office fédéral de l'énergie
Groupe-bilan	Groupement de nature juridique d'acteurs du marché de l'électricité visant à constituer vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport une unité de mesure et de décompte dans le cadre de la zone de réglage suisse.
Gestion du bilan d'ajustement	Ensemble des mesures servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'élec- tricité ; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
OFAE	Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays
CEER	Council of European Energy Regulators ; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CBCA	Cross Border Cost Allocation
Négoce day-ahead	Négoce d'énergie le jour précédent sa consommation ou sa fourniture effective.
RU	Rétribution unique
ElCom	Commission fédérale de l'électricité

Consommateur final	Client qui achète de l'électricité pour ses propres besoins. Cette définition n'englobe ni l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage.
LEne	Loi sur l'énergie
Gestion des congestions	Ensemble de mesures préventives (détermination de la capacité de transfert nette NTC, mise aux enchères de capacités, etc.) et opérationnelles (redispatching, réductions, etc.) qui servent à assurer une exploitation sûre du réseau.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERRA	Energy Regulators Regional Association
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
UE	Union européenne
THT	Très haute tension
HT	Haute tension
ICER	International Confederation of Energy Regulators
Inter TSO Compensation, ITC	Mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseau de transport concernés pour les coûts d'utilisation du réseau liés aux fournitures transfrontalières d'énergie électrique.
Négoce intra-day	Transactions à court terme effectuées à la clôture du négoce day-ahead, notamment dans le but de corriger les différences de charge par rapport aux prévisions, de réagir face aux pannes de blocs de centrales et de réduire les différences par rapport au programme prévisionnel.
RPC	Rétribution de l'injection à prix coûtant
EC	Exploitant de centrale
ECE	Exploitants de centrales électriques

EWG	Electricity Working Group
LTC	Long Term Contracts
LAP	Loi sur l’approvisionnement du pays
FFS	Financement des frais supplémentaires
MT	Moyenne tension
Concept de sécurité N-1	Le concept de sécurité N-1 garantit qu’en cas de panne d’un élément quelconque du réseau, les valeurs de charges des éléments restants ne soient pas trop élevées. Les valeurs de charges N-1 sont calculées à l’avance dans une simulation.
GRD	Gestionnaire de réseau
NR	Niveau de réseau
NR 1 à NR 7	Niveaux de réseau 1 à 7
Net Transfer Capacity	(NTC) Programme d’échange maximum entre deux zones de desserte, qui est conforme aux standards de sécurité des deux zones et qui tient compte des incertitudes techniques liées à la situation future du réseau.
Utilisation du réseau	Utilisation physique d’un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l’énergie électrique.
Accès au réseau	Droit d’utiliser le réseau afin d’acheter de l’électricité auprès d’un fournisseur de son choix ou d’injecter de l’électricité.
BT	Basse tension
OCDE/OECD	Organisation de Coopération et de Développement Economiques; Organisation for Economic Cooperation and Development
Iv. pa.	Initiative parlementaire
PAP	Procédure d’approbation des plans
PLEF	Pentalateral Energy Forum (Forum pentalatéral de l’énergie)
PV	Photovoltaïque

Énergie de réglage	Appel d'énergie automatique ou par des centrales dans le but de maintenir les échanges d'électricité au niveau prévu et de garantir l'exploitation sûre du réseau.
Zone de réglage	Zone dans laquelle le réglage du réseau est assuré par la société nationale du réseau de transport. Cette zone est délimitée physiquement par des points de comptage.
REMIT	Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.
RRM	Registered Reporting Mechanism
SAIDI	L'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) donne la durée moyenne d'interruption de l'approvisionnement d'un consommateur final dans un système d'approvisionnement.
SAIFI	L'indice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) donne le nombre moyen des coupures de courant pour un consommateur final dans un système d'approvisionnement.
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
Services-système, SDL	Prestations nécessaires à une exploitation sûre des réseaux. Elles comprennent notamment la coordination du système, la gestion des bilans d'ajustement, le réglage primaire, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage pour les producteurs, le maintien de la tension (part d'énergie réactive comprise), les mesures pour l'exploitation et la compensation des pertes de transport.
TSO	Transmission System Operator
Réseau de transport	Réseau électrique servant à transporter de l'électricité sur de grandes distances sur le réseau national et le réseau d'interconnexion international, généralement exploité à des niveaux de réseau de 220/380 kV. Sont notamment des composants du réseau de transport : a) les lignes électriques, pylônes compris ; b) les transformateurs de couplage, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication ; c) les équipements utilisés conjointement



avec d'autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace ; d) les départs avant le transformateur assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique.

DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
Réseau de distribution	Réseau électrique à haute, moyenne ou basse tension servant à l'approvisionnement de consommateurs finaux ou d'entreprises d'approvisionnement en électricité.
AES	Association des entreprises électriques suisses
WACC, CMPC	Weighted Average Cost of Capital : Les coûts d'utilisation du réseau constituent une composante importante du prix de l'électricité. Ils comprennent les charges d'exploitation et les coûts de capital. S'agissant du capital immobilisé dans les réseaux électriques existants ou devant être investi dans de nouveaux réseaux, le bailleur de fonds a droit à une rémunération. Cette rémunération correspond à un taux d'intérêt calculé, soit le coût moyen pondéré du capital (CMPC) ou Weighted Average Cost of Capital (WACC).
WFER	World Forum of Energy Regulators
LFH	Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques

