



Rapport d'activité de l'ElCom 2017



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Impressum

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Photos

ElCom / www.bildkultur.ch (page 1, 44, 55)
BKW AG (page 6)
Repower AG (page 17)
Prix Solaire Suisse 2017 (page 28)
DFAE, Présence Suisse (page 47)

Tirage

D: 300, F: 150, I: 100, E: 100

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2018

Table de matières

1	Avant-propos du président	4
2	La sécurité de l’approvisionnement	6
2.1	Aperçu	8
2.2	La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives	8
2.2.1	Rétrospective de l’hiver 2016/2017	8
2.2.2	La situation durant l’hiver 2017/2018	10
2.2.3	Perspectives à plus long terme	10
2.3	Qualité de l’approvisionnement	12
2.3.1	Disponibilité du réseau	12
2.3.2	Capacité d’importation	13
2.3.3	Capacité d’exportation	14
2.4	Mécanismes de capacité dans l’UE	14
2.5	Services-système	15
3	Réseaux	17
3.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	17
3.2	Développement et planification des réseaux	22
3.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	22
3.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution	23
3.2.3	Participation aux procédures de plan sectoriel et d’approbation des plans	24
3.3	Investissements dans l’infrastructure de réseau	24
3.3.1	Investissements dans le réseau de transport	24
3.3.2	Investissements dans le réseau de distribution	25
3.4	Renforcements de réseau	25
3.5	Société nationale du réseau de transport	27
3.6	Décisions et mesures concernant les réseaux	27
4	Marché suisse de l’électricité	28
4.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses	28
4.2	Situation économique de l’industrie de l’électricité	29
4.3	Accès au marché et taux de changement	30
4.4	Tarifs du réseau de transport	32
4.5	Tarifs du réseau de distribution	33
4.6	Examens des tarifs	37
4.7	Jurisprudence	39
4.8	Régulation Sunshine	39
4.9	Système de mesure	40
4.10	RPC, rétribution unique et tarifs de reprise	42
5	Surveillance du marché	44
5.1	La transparence sur le marché de gros de l’électricité	44
5.2	Section Surveillance du marché – les chiffres de 2017	45
6	Affaires internationales	47
6.1	Gestion des congestions	47
6.2	Centrales frontalières	48
6.3	Merchant lines	49
6.4	Produits des enchères	49
6.5	Plates-formes internationales pour l’énergie de réglage	51
6.6	Instances internationales	52
7	Perspectives	54
8	Commission fédérale de l’électricité (ElCom)	55
8.1	Organisation et personnel	57
8.1.1	Commission	57
8.1.2	Secrétariat technique	59
8.2	Finances	60
8.3	Nouveau modèle de gestion de l’administration fédérale (NMG)	60
8.4	Manifestations organisées par l’ElCom	61
9	Annexe	62
9.1	Statistique des affaires traitées	62
9.2	Statistique des séances	62
9.3	Publications	63
9.4	Glossaire	64

1 Avant-propos du président



Carlo Schmid-Sutter

Président de l'ElCom

Sécurité d'approvisionnement élevée, prix stables de l'électricité pour les consommateurs finaux captifs, décisions en matière de politique énergétique suisse, dossiers énergétiques en attente dans les relations Suisse-UE. C'est avec ces mots-clés que l'année 2017 peut se résumer du point de vue réglementaire dans le secteur de l'électricité.

L'approvisionnement en électricité du pays a été garanti à tout moment en 2017, tant du côté de l'énergie que du côté du réseau. Des études de l'ElCom ont montré que la situation en matière d'approvisionnement devrait rester stable dans un avenir proche, même dans l'hypothèse de scénarios de stress draconiens. L'ElCom ne voit donc aucune raison de proposer au Conseil fédéral des mesures visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement au sens de l'art. 9

de la loi sur l'approvisionnement en électricité. L'approvisionnement en électricité de la Suisse pendant les mois d'hiver doit cependant être surveillé de près. Depuis 14 ans, la Suisse est un importateur net d'énergie électrique en hiver. La demande d'importation n'a cessé d'augmenter et a atteint un nouveau record au cours de l'hiver 2016/2017 : avec environ neuf térawattheures, l'électricité nette importée représente la production annuelle de la centrale nucléaire de Leibstadt.

La sortie progressive du nucléaire, programmée au cours des deux prochaines décennies, accentuera la dépendance à l'égard des importations. Notre sécurité d'approvisionnement dépend donc de plus en plus de la capacité d'exportation et des disponibilités des pays voisins. Dans ce contexte, il est du point de vue réglementaire souhaitable que les questions de sécurité d'approvisionnement, de dépendance à l'égard des importations et du degré d'autarcie en énergie électrique nécessaire soient abordées dans le débat politique.

Les prix de l'électricité sont restés relativement stables au cours de l'année sous revue. Les prix suisses de l'électricité dans l'approvisionnement de base vont légèrement augmenter pour les ménages en 2018 : un ménage type paiera 20,4 centimes par kilowattheure. Cela correspond à une augmentation de 0,3 centime par kilowattheure, soit un peu moins de 1,5 %. Alors que les coûts du réseau et les prix de l'énergie sont en baisse, la RPC augmente de 53 % au 1er janvier 2018.

Les clients captifs n'ont toujours pas accès au marché libre ni à des prix plus bas. La loi stipule que les fournisseurs doivent également trans-

mettre les avantages de l'acquisition de l'énergie sur le marché libre à leurs clients captifs. Malheureusement, le Parlement a stoppé l'application de cette méthode du prix moyen. Cela a renforcé les inconvénients de l'ouverture partielle du marché aux dépens des clients captifs et des producteurs qui n'ont pas de tels clients.

Au cours des délibérations parlementaires, l'El-Com a eu l'occasion d'exprimer ses réticences par rapport à cette solution. Elle a également souligné qu'il n'existait pas de problème de missing money dans l'ensemble de la branche. Les problèmes de missing money sont limités aux entreprises qui n'ont pas de réseau ou qui n'ont pas de clients captifs. Les modèles de marché qui impliquent des subventions à l'échelle de la branche ne sont appropriés, ni du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, ni pour des raisons économiques.

En matière de politique intérieure, les premières décisions sur l'avenir énergétique de la Suisse ont été prises lors de la votation sur la Stratégie énergétique 2050. Du point de vue de l'autorité de régulation, les mesures adoptées pour accroître l'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables doivent être saluées. Ces mesures devraient être mises en œuvre de manière ciblée afin de compenser partiellement la décision de sortir progressivement du nucléaire. D'autres questions de politique intérieure ont été discutées dans le cadre des délibérations sur la Stratégie Réseaux électriques. Il est réjouissant de constater qu'aucune décision hâtive n'a été prise en ce qui concerne la libéralisation du système de mesure et que la discussion de principe sur cette question peut avoir lieu dans le cadre de la révision prévue de la loi sur l'approvisionnement en électricité.

En matière de politique étrangère, il convient de souligner une fois de plus que la Suisse, en raison de ses liens étroits avec les marchés de l'électricité des pays voisins, doit pouvoir compter sur des relations stables et prévisibles avec les acteurs européens de l'électricité ce qui n'est pas évident. La Suisse fait certes physiquement partie du réseau électrique européen, mais n'est pas traitée comme telle sur le plan politique. Alors que l'exclusion de la Suisse des mécanismes du marché européen est « seulement » économiquement désavantageuse, la non-prise en compte du réseau suisse dans l'exploitation des réseaux européens peut devenir un risque pour la stabilité de notre réseau et donc pour notre approvisionnement en électricité. Un accord sur l'électricité serait sans aucun doute bénéfique dans ce domaine et aiderait l'industrie suisse de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement. En l'absence d'un tel accord, la Suisse pourrait être amenée à prendre des mesures à l'avenir pour préserver notre pays d'éventuels dommages.

Avec ce rapport d'activité à l'attention du Conseil fédéral, la Commission fédérale de l'électricité remplit son mandat légal de fournir au public une vue d'ensemble complète de ses activités et de celles de son secrétariat technique. Je vous en souhaite bonne lecture.



2 La sécurité de l'approvisionnement



Les centrales hydrauliques sont importantes pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse. La centrale au fil de l'eau de Wynau.

En 2017 également, la sécurité de l'approvisionnement était un thème prioritaire pour l'ElCom. Au début de l'année, la situation en matière d'approvisionnement était tendue en Europe. Mais comment se présentait-elle en Suisse et comment l'ElCom voit-elle l'avenir ? Renato Tami, directeur de l'ElCom, répond à nos questions.

Les événements hivernaux affectant l'approvisionnement en électricité se multiplient. Cependant en comparaison avec l'hiver 2016/2017, le réseau n'était pas à l'origine des problèmes. Quelles sont les différences par rapport à l'année précédente ?

Durant l'hiver 2015/2016, la Suisse a connu une situation tendue au niveau du réseau, notamment en raison des congestions affectant les capacités de transformation entre les niveaux 380 kV et 220 kV. La situation était différente durant l'hiver 2016/2017. Le problème en Europe se situait au niveau de la fourniture d'énergie. En janvier, la situation était tendue, notamment en France où plusieurs centrales nucléaires n'étaient pas raccordées au réseau tandis que la consommation d'énergie augmentait en raison des basses températures. Une majorité des ménages français se chauffe à l'électricité. Avec des températures plus douces en février et plusieurs centrales nucléaires à nouveau disponibles, la situation s'est alors détendue.

En Suisse, la situation était plus calme. Les acteurs concernés ont fait leur travail, ayant tirés les enseignements des hivers précédents. Une planification adéquate des travaux d'entretien du réseau de transport et la construction à Beznau d'un transformateur supplémentaire entre les niveaux 380 kV et 220 kV ont contribué à faire que la disponibilité du réseau, et partant la capacité d'importation, étaient très élevées. De plus, afin d'optimiser la sécurité de la planification, Swissgrid a fait l'acquisition suffisamment tôt de puissance de réglage, tout en concluant des contrats de récupération d'énergie de redispatching. Certes, concernant l'approvisionnement en énergie de la Suisse durant l'hiver passé, le bloc 1 de la centrale nucléaire de Beznau n'était pas du tout raccordé au réseau et la centrale nucléaire de Leibstadt n'était que partiellement raccordée au réseau. La surproduction en Allemagne et la disponibilité du réseau élevée ont cependant permis d'importer l'énergie manquante. En résumé, on peut affirmer que la situation en Suisse a été stable à tout moment.

En lien avec la situation énergétique de la Suisse, comment jugez-vous le bas niveau de remplissage des lacs d'accumulation tel qu'il se présentait au début de l'année 2017 ?

La situation tendue qui existait en Europe s'est répercutée sur le marché de gros de l'électricité : les prix ont pris l'ascenseur et le marché a joué son rôle. Après une longue période où les prix sur le marché de l'énergie étaient plutôt bas, les négociants ont soudainement réussi à tirer un bon prix de l'électricité vendue, avec pour conséquence que les réserves d'accumulation en Suisse ont été massivement sollicitées. Fin janvier, les lacs d'accumulation étaient à un niveau historiquement bas. Pour cette raison et au vu de la situation tendue en Europe, nous avons instauré au début du mois de janvier 2017 le groupe de travail « Hiver » et analysé la situation conjointement avec Swissgrid et les acteurs du marché. Par ailleurs, dans la perspective de la gestion du stockage de l'énergie, nous avons rappelé aux acteurs du marché qu'ils devaient aussi tenir compte de scénarios de stress, comme par exemple de soudaines restrictions à l'importation.

Quelle sera selon vous la situation en matière d'approvisionnement l'hiver prochain aussi bien en Suisse qu'en Europe ?

Mark Twain a une fois dit à juste titre : « Les prévisions sont difficiles, surtout lorsqu'elles concernent l'avenir ». Cette maxime est d'autant plus pertinente dans l'approvisionnement en électricité que la situation dans le réseau interconnecté dépend d'une multitude de paramètres. Dans l'ensemble, il est très difficile d'évaluer quelles seront les répercussions de nouvelles technologies, de nouvelles méthodes de stockage et d'une consommation énergétique plus économe, p. ex. dans la perspective de la mobilité électrique (e-mobility). A moyen terme, du moins tant que la centrale nucléaire de Mühleberg est encore en service, soit jusqu'en 2019, nous ne nous attendons pas à rencontrer, dans des conditions normales, des situations plus tendues que la moyenne. Nos calculs effectués dans le cadre de l'étude d'adéquation, qui a analysé la sécurité de l'approvisionnement à l'horizon 2020 ont

abouti aux mêmes conclusions. À moyen et long terme, et dans la perspective de la mise hors service d'autres centrales nucléaires en Suisse, nous considérons que les défis se présentant durant les semestres d'hiver iront croissants. Actuellement, nous ne sommes pas en mesure de compenser à l'aide des énergies renouvelables l'abandon du nucléaire. Cela signifie que nous devons importer davantage d'énergie avec pour corollaire une augmentation des risques à l'importation. Et nous ne pouvons importer du courant que si les pays voisins sont disposés et en mesure d'exporter.

L'ElCom a entrepris de traiter la problématique des délestages manuels afin d'éviter un blackout affectant tout le pays en cas de crise. Quel est concrètement l'enjeu ?

Par délestage manuel, on comprend une manœuvre consistant à déconnecter pour une courte durée certains tronçons de réseau.



« Nous ne pouvons importer du courant que si les pays voisins sont disposés et en mesure d'exporter. »

Renato Tami
Directeur de l'ElCom

En raison des conséquences considérables d'une telle mesure pour les consommateurs finaux concernés, les délestages sont une solution de dernier recours. On ne recourt donc aux délestages manuels qu'après avoir épuisé toutes les autres mesures pour rétablir l'exploitation sûre du réseau. Il est dès lors d'autant plus important de profiter d'une accalmie pour se préparer à de tels scénarios. Des investigations de l'ElCom ont montré que le droit en vigueur, soit la loi sur l'approvisionnement en électricité, permet de recourir à des délestages manuels. Dès lors, il relève du devoir de diligence des gestionnaires de réseau de distribution et de Swissgrid, de lancer les préparatifs organisationnels nécessaires aux délestages manuels. En fin de compte, ces délestages sont des mesures nécessaires pour assurer une exploitation stable du réseau.

2.1 Aperçu

En vertu de la loi sur l’approvisionnement en électricité (art. 22, al. 3 et 4, LApEl), l’ElCom est chargée de surveiller la sécurité de l’approvisionnement en électricité. Si la sécurité de l’approvisionnement du pays est sérieusement menacée à moyen ou long terme, l’ElCom propose au Conseil fédéral les mesures visées à l’art. 9, LApEl. 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 des prix équitables.

L’hiver 2016/17 a été marqué en Europe, et plus particulièrement en France, par une situation tendue en matière de sécurité de l’approvisionnement. La Suisse disposait de réserves aussi bien au niveau du réseau qu’au niveau de l’énergie (cf. paragraphe 2.2.).

L’ElCom observe la sécurité de l’approvisionnement à moyen et long terme à l’aide d’un important dispositif de surveillance couvrant les domaines réseaux, production, coûts et tarifs ainsi que

le contexte. À cet effet, elle collecte notamment des données sur la qualité de l’approvisionnement et sur la disponibilité du réseau ou, plus précisément, sur la fréquence des coupures. En plus de la qualité de l’approvisionnement, l’ElCom observe, dans le cadre de sa surveillance, l’évolution des capacités d’importation disponibles aux frontières avec la France, l’Allemagne, l’Autriche et l’Italie (cf. paragraphe 2.3).

La sécurité de l’approvisionnement dépend aussi des capacités de production et de la disponibilité de l’électricité. C’est la raison pour laquelle l’ElCom observe aussi les marchés étrangers et les activités des régulateurs étrangers dans le domaine des mécanismes de capacité (cf. paragraphe 2.4).

Des capacités de production suffisantes et des réseaux de transport et de distribution bien dimensionnés ne suffisent pas à eux seuls à garantir la sécurité de l’approvisionnement. Étant donné qu’il n’est pas possible de stocker l’énergie électrique dans le réseau, il faut que la quantité d’énergie qui y est injectée corresponde précisément, en tout temps, à celle qui en est soutirée. Cet ajustement se fait par le biais d’un service-système, l’énergie de réglage (cf. paragraphe 2.5).

2.2 La sécurité de l’approvisionnement : rétrospective et perspectives

2.2.1 Rétrospective de l’hiver 2016/2017

L’hiver 2016/2017 a été marqué par un mois de janvier très froid dans de larges régions d’Europe. En Suisse, au nord des Alpes, la température moyenne était par exemple de -2.9°C, la moyenne à long terme oscillant sinon autour de 0°C. Le mois de janvier 2017 a été le plus froid des trente dernières années. Une baisse de la température correspond à une hausse de la consommation d’électricité, renforcée par la

multitude de chauffages électriques utilisés en France. Le gestionnaire du réseau de distribution français, RTE, estime que la consommation augmente de 2400 MW par degré perdu, ce qui correspond à deux fois la production de la centrale nucléaire de Leibstadt.

En ce qui concerne la production en janvier 2017, outre les centrales nucléaires de

Leibstadt et Beznau I, plusieurs centrales françaises ne fonctionnaient pas. Du fait par ailleurs de conditions météorologiques froides et sèches, les centrales au fil de l'eau fournissaient également des quantités d'énergie inférieures à la moyenne, ce qui, combiné avec une consommation élevée, a induit une situation tendue, plus spécifiquement en France. Le tout s'est répercuté sous la forme de prix exceptionnellement élevés non seulement en Suisse mais dans de larges régions d'Europe et particulièrement en France.

Ainsi, par exemple, le prix maximum pour l'énergie de pointe¹ se montait en janvier 2017 pour la Suisse à 138 EUR/MWh (à titre de comparaison : janvier 2016 80 EUR/MWh ; février 2017 82 EUR/MWh). En raison des prix élevés, la production à partir des lacs d'accumulation a fonctionné à plein régime en janvier 2017, les lacs se sont vidés et ont atteint fin janvier des niveaux historiquement bas. A nouveau l'acquisition anticipée de puissance de réglage s'est avérée adéquate ; ainsi, malgré de bas niveaux de remplissage, cet important instrument était à tout moment garanti. La situation s'est clairement détendue dès février 2017 tandis que le niveau des prix se normalisait. La production à partir des bassins d'accumulation a été réduite et remplacée par une augmentation des importations. Durant le mois de février la capacité d'importation a souvent été entièrement utilisée. Début mars enfin les niveaux de remplissage atteignaient des valeurs usuelles.

mulation a fonctionné à plein régime en janvier 2017, les lacs se sont vidés et ont atteint fin janvier des niveaux historiquement bas. A nouveau l'acquisition anticipée de puissance de réglage s'est avérée adéquate ; ainsi, malgré de bas niveaux de remplissage, cet important instrument était à tout moment garanti. La situation s'est clairement détendue dès février 2017 tandis que le niveau des prix se normalisait. La production à partir des bassins d'accumulation a été réduite et remplacée par une augmentation des importations. Durant le mois de février la capacité d'importation a souvent été entièrement utilisée. Début mars enfin les niveaux de remplissage atteignaient des valeurs usuelles.

¹ Enchères Epex Spot Day-ahead pour la fourniture de 08 h 00 à 20 h 00

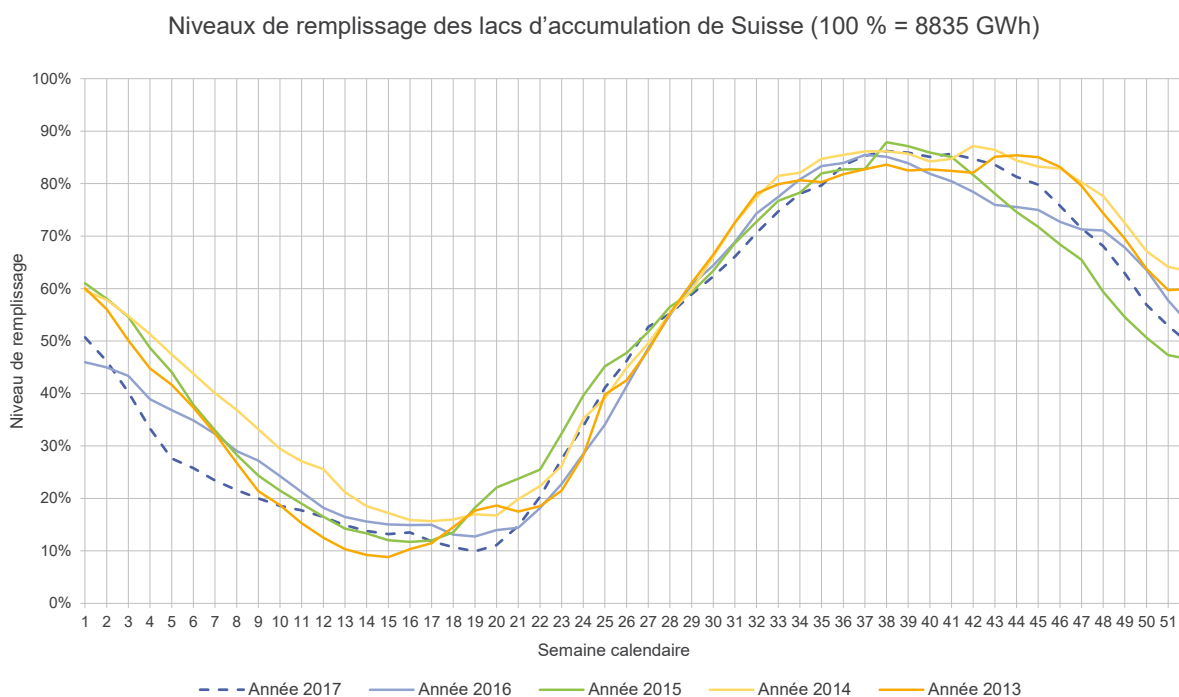


Figure 1 : Niveaux de remplissage des lacs d'accumulation de Suisse, comparaison sur cinq ans (source : OFEN)

L'hiver 2016/2017 a montré que le marché transfrontalier de l'électricité fonctionne. Durant la situation de pénurie que connaissait la France en janvier, la production a augmenté dans les pays voisins (p. ex. force hydraulique en Suisse, ou centrales à énergie fossile en Allemagne) pour compenser cette situation et comme conséquence du niveau de prix élevé. Pour que le marché de l'électricité réussisse à

maîtriser des situations de pénurie, il faut que les capacités des centrales (puissance et énergie) soient disponibles de même que les possibilités de transport nécessaires. Ces deux facteurs étaient réunis durant l'hiver 2016/2017 car les capacités d'importation de la Suisse sont restées élevées durant cet hiver, notamment aussi en comparaison avec l'hiver 2015/2016 qui avait été plus critique.

2.2.2 La situation durant l'hiver 2017/2018

Au début de l'hiver 2017/2018, la disponibilité des centrales nucléaires en France et en Suisse n'était pas non plus idéale. Beznau I n'était toujours pas en service et Leibstadt a aussi été temporairement mise hors service de manière imprévue en novembre et décembre 2017. En revanche, les prévisions météorologiques annonçaient un hiver plutôt doux après un mois de décembre plutôt froid. Une fois de plus, la puissance de réglage a été acquise de manière anticipée.

En 2017, Swissgrid a encore amélioré la disponibilité des importations grâce à des mesures d'ordre technique au niveau du réseau. Une mesure importante a été la mise en service du transformateur de couplage de la sous-station de Beznau en mars 2017. Grâce aux surcapacités et à la capacité d'exportation des pays voisins pendant la période considérée ainsi qu'à la capacité d'importation accrue en Suisse, l'approvisionnement de notre pays a pu être assuré sans problème.

2.2.3 Perspectives à plus long terme

En raison des situations tendues des derniers hivers, l'ElCom a décidé au printemps de mandater une étude sur l'adéquation 2020. Elle a communiqué les résultats lors de la Journée des infrastructures et du Forum de l'ElCom, alimentant ainsi la discussion sur la sécurité de l'approvisionnement. L'étude s'est basée sur le modèle d'adéquation développé par le Forum pentalatéral de l'énergie et qui est actuellement également utilisé par l'ENTSO-E pour son midterm adequacy forecast (MAF). Le modèle a été développé et affiné par Swissgrid pour le compte de l'ElCom sur la base des spécificités suisses. Swissgrid a ensuite également effectué les calculs. L'objectif de l'étude était de prévoir avec précision les pénuries d'approvisionnement éventuelles pour 2020 (c'est-à-dire après la mise à l'arrêt de Müh-

leberg). En plus d'un scénario probable, à savoir le scénario de base, l'ElCom a défini trois scénarios de stress qui ont été examinés.

Les résultats montrent que la sécurité d'approvisionnement pour 2020 est garantie pour le scénario de base. Il devrait être possible de remédier aux quelques situations tendues des scénarios de stress avec les mesures opérationnelles disponibles. L'ElCom relativise dans son rapport les résultats, certes rassurants, de l'étude et les conclusions qui en découlent. Les simplifications nécessaires pour les calculs et le fort impact des hypothèses du modèle sur les résultats font que ces derniers sont vulnérables. En outre, les calculs du modèle supposent que le marché fonctionne et que les pays voisins sont disposés et en mesure

d'exporter même dans des situations critiques. L'ElCom estime qu'il faut donc aussi tenir compte des besoins en matière d'importation durant le semestre d'hiver pour obtenir une évaluation globale de la sécurité de l'approvisionnement. Dès lors, il faut absolument poursuivre le débat politique sur l'approvisionnement pendant le semestre d'hiver. Dans ce contexte, il vaut la peine d'envisager des options telles qu'une réserve (énergétique) stratégique ou des mécanismes de capacité et l'ElCom veillera à ce que les avantages et les inconvénients d'éventuelles mises en œuvre soient soigneusement analysés et pesés. L'ElCom prolongera donc l'horizon temporel de l'étude d'adéquation et réalisera à l'avenir ces études régulièrement afin de tenir compte des changements en cours et de fournir une base solide pour les discussions sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse.

Les effets de la mise hors service de la centrale nucléaire de Mühleberg ont également été étudiés du point de vue de la technologie du réseau, en collaboration avec le Centre de recherche sur les réseaux d'énergie de l'EPF de Zurich. Avec l'augmentation de la tension de la ligne Bassecourt - Mühleberg, l'énergie perdue peut être remplacée par des importations, à condition que la capacité d'exportation des pays voisins soit assurée. Certes, il n'y aura pas d'emblée de problème de réseau si l'augmentation de tension n'intervient pas à temps, mais le problème de l'énergie en hiver deviendra encore plus aigu.

L'ElCom envisage divers risques à plus long terme. L'Allemagne sortira progressivement l'énergie nucléaire d'ici la fin 2022, et la production disponible des centrales nucléaires en France et en Suisse va également diminuer à l'avenir. L'abandon progressif de la production d'élec-

tricité à partir du charbon en Allemagne et en Italie dépend fortement de l'agenda politique et peut avoir une influence significative sur les capacités disponibles en Europe à moyen et long terme. Une compensation partielle est assurée par le déploiement de nouvelles énergies renouvelables ou, le cas échéant, de centrales au gaz. Ces énergies se sont notamment développées dans le nord de l'Allemagne. Cependant, en raison des congestions au sein du réseau interne allemand, cette énergie n'arrive pas toujours atteindre à tout moment le sud de l'Allemagne ou même la Suisse. Le plan d'extension du réseau allemand prévoit l'élimination de ces congestions au moyen de nouvelles lignes à courant continu haute tension, dont la mise en service n'est cependant pas prévue avant 2025.

En plus de la capacité des centrales, des options de transport appropriées sont également nécessaires. Il existe des signaux positifs à cet effet en Suisse. Suite à un arrêt du Tribunal fédéral, Swissgrid peut commencer à construire la ligne à 380 kV de Chamoson à Chippis. Avec l'adoption de la Stratégie Réseaux électriques par l'Assemblée fédérale, les procédures devraient être raccourcies à l'avenir.

Au plan international, l'évolution est inquiétante. Avec l'intégration progressive des marchés européens de l'électricité et l'exclusion partielle de la Suisse, les flux non planifiés à travers le réseau de transport suisse augmentent. Ces flux non planifiés peuvent parfois entraîner des congestions dans l'approvisionnement de la Suisse. Dans ce contexte, l'ElCom s'investit auprès d'autres régulateurs nationaux et auprès de l'autorité de régulation européenne ACER. L'ElCom a également publié un rapport explicatif et évalue d'éventuelles mesures correctives.

2.3 Qualité de l'approvisionnement

2.3.1 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 indique la durée moyenne des coupures de courant par consommateur final, l'indice SAIFI leur fréquence moyenne par consommateur final. Le calcul de ces indices prend en compte toutes les interruptions non planifiées de plus de trois minutes 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 96 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ceux-ci génèrent environ 89 % du chiffre d'affaires lié à l'énergie produite en Suisse par le biais de leurs réseaux. En 2016, ils ont enregistré 4328 coupures non planifiées (cf. tableau 1). Le nombre de coupures non planifiées a donc légèrement baissé par rapport à l'année précédente. A lui seul, ce chiffre ne permet toutefois pas de tirer des conclusions sur la disponibilité du réseau. Pour ce faire, il faut prendre en compte la durée des coupures et le nombre de consommateurs finaux touchés.

	2012	2013	2014	2015	2016 ¹	Unité
Coupures	5'038	4'615	4'039	4'401	4'328	Nombre
SAIDI	22	15	13	11	9	Minutes par consommateur final
SAIFI	0.34	0.28	0.22	0.23	0.20	Coupures par consommateur final

Tableau 1 : Évolution de la qualité de l'approvisionnement en Suisse de 2012 à 2016 (coupures non planifiées uniquement)

En 2016, la durée moyenne des coupures non planifiées était de 9 minutes par consommateur final, cet indicateur s'améliorant de 2 minutes dans tout le pays par rapport à l'année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a baissé par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0.20 par consommateur final.

Dans l'ensemble, la disponibilité du réseau suisse évolue de manière positive depuis 2012. Les pics des indices SAIDI et SAIFI observés en 2012

s'expliquent essentiellement par des événements naturels extraordinaires (tempête et chutes de neige). L'approvisionnement de la Suisse offre également une qualité élevée en comparaison internationale. Selon le « 6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply », la Suisse fait partie du groupe des pays européens ayant la qualité d'approvisionnement la plus élevée d'Europe.

¹ Les chiffres concernant la qualité de l'approvisionnement en 2017 seront publiés en juin 2018 et pourront être consultés sur le site internet de l'ElCom.

2.3.2 Capacité d'importation

Outre la disponibilité du réseau, la capacité d'importation à disposition est aussi un paramètre important de la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. C'est pourquoi l'ElCom suit l'évolution 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 courant en provenance d'Autriche. Le tableau 2 fournit un aperçu de l'évolution des capacités d'importation disponibles.

NTC (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Frontière nord	4'537	4'799	5'225	5'245	5'265
France	3'060	3'093	3'073	2'974	3'007
Allemagne	965	1'094	1'373	1'468	1'501
Autriche	512	612	779	803	757
Italie	1'726	1'722	1'722	1'717	1'722

Tableau 2 : Évolution de la capacité d'importation (NTC) à disposition de la Suisse durant la période 2013–2017

Étant donné que l'échange d'énergie avec les pays voisins passe essentiellement par le réseau 380 kV, mais que le courant importé est livré aux clients finaux suisses par le biais de réseaux de distribution 220 kV, c'est avant tout la capacité des transformateurs de couplage 380/220 kV qui détermine les capacités d'importation maximales possibles. Entre 2013 et 2017, les capacités d'importation aux frontières de la Suisse sont restées relativement stables pour l'Italie, tandis qu'elles ont légèrement augmenté pour l'Allemagne et l'Autriche.

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 extensions 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. En ce qui concerne la France, les capacités d'importation sont restées relativement stables entre 2012 et 2015, mais elles ont baissé en 2016.

2.3.3 Capacité d'exportation

Compte tenu des importants flux de transit qui traversent la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation disponible vers l'Italie et la France joue également un rôle important pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays. 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. Ces dernières années, TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien, a demandé assez souvent des réductions de capacité en vue d'assurer la stabilité du réseau intérieur italien (cf. tableau 3).

NTC (MW)	2013	2014	2015	2016	2017
Italie	2'767	2'557	2'948	2'986	2'986
France	1'100	1'113	1'188	1'125	1'180

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'exportation (NTC) de la Suisse vers l'Italie et la France pendant la période 2013–2017

2.4 Mécanismes de capacité dans l'UE

Pour pouvoir garantir également à l'avenir la rentabilité des centrales existantes, deux concepts sont mis en œuvre : soit on laisse fonctionner les forces du marché sur les places de négoce de l'électricité, de sorte que, dans des situations de congestion, les prix de l'électricité peuvent selon le cas dépasser 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 année. Avec la seconde possibilité, l'Etat interdit toute hausse excessive des prix et limite ainsi les prix de l'électricité. Parallèlement il garantit ainsi avec des mécanismes de capacité la mise à disposition de capacités

de centrales suffisantes. Dans plusieurs pays d'Europe, notamment au sein de l'UE, l'introduction de tels mécanismes de capacité est planifiée, approuvée, voire déjà mise en œuvre.

L'étude sur l'adéquation a montré une fois de plus que la sécurité d'approvisionnement de la Suisse comporte également des aspects transfrontaliers. Dans certaines situations, cette sécurité dépend également des voisins européens. Toutefois, la sécurité d'approvisionnement peut aussi ne dépendre que de facteurs d'influence nationaux. Dans ce contexte, l'El-Com suit l'évolution des mécanismes de capacité, tant au niveau national qu'à l'étranger.

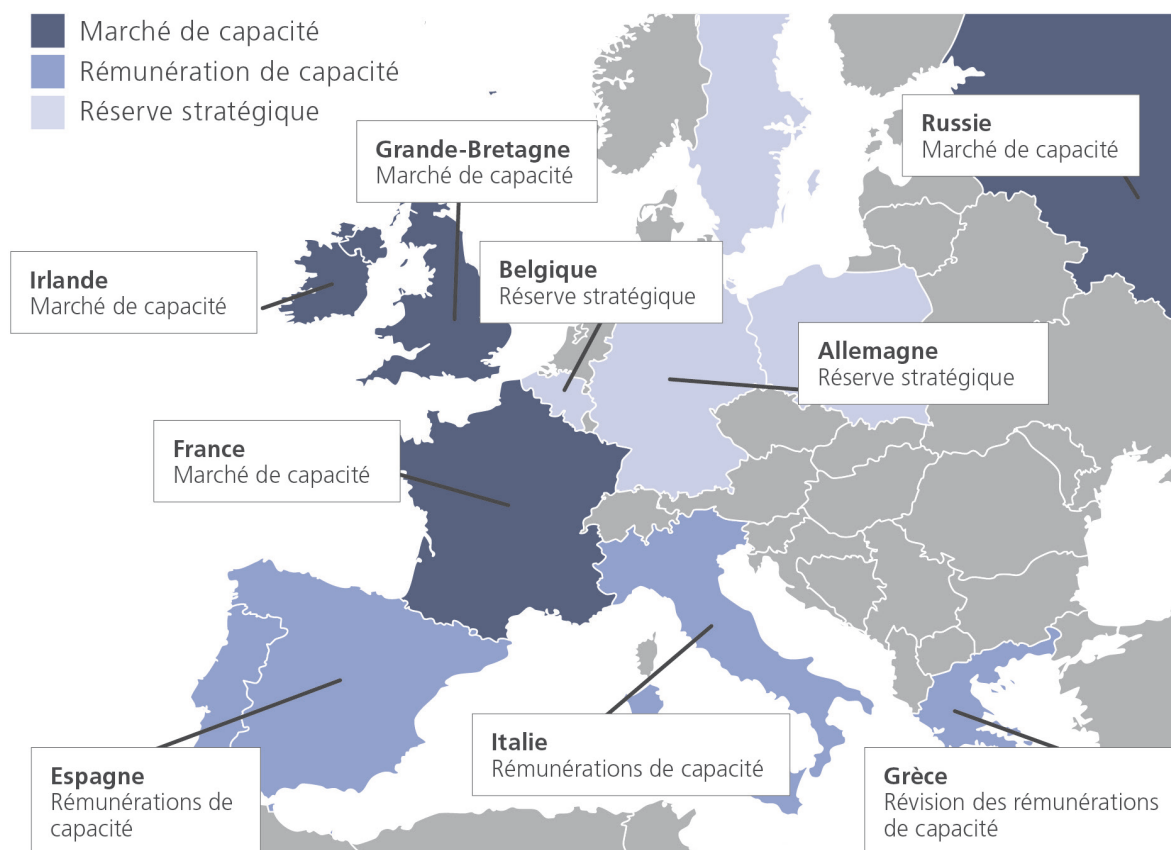


Figure 2 : Vue d'ensemble des mécanismes de capacité dans différents pays d'Europe (31.12.2017)

2.5 Services-système

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité, il faut disposer de capacités de production d'électricité suffisantes et de réseaux de transport et de distribution suffisamment dimensionnés pour permettre l'acheminement de l'énergie aux clients finaux. Étant donné que l'on ne peut pas stocker l'électricité dans le réseau, il faut que la quantité d'énergie injectée dans ce dernier soit à tout moment égale à celle qui en est soutirée. Il est cependant impossible de planifier exactement les volumes d'électricité produits et consommés, malgré les très bonnes prévisions des fournisseurs. D'où la nécessité de com-

penser en permanence les écarts, même faibles, par rapport aux valeurs visées.

Cet ajustement intervient le plus souvent en adaptant la production d'électricité à la consommation du moment. Pour pouvoir équilibrer en continu la production et la consommation, il faut des centrales dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. La puissance 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 généraux. En plus de ces tarifs, d'autres

prestations nécessaires à l'exploitation sûre du réseau sont facturées : la gestion des bilans d'ajustement, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage, le maintien de la tension et la compensation des pertes de transport. Financièrement parlant, c'est toutefois la puissance de réglage qui représente la part la plus importante des services-système.

Au cours de l'année sous revue, les coûts de la puissance de réglage se sont élevés à en-

viron 117 millions de francs, soit le plus bas niveau jamais atteint. La figure 2 montre l'évolution des coûts de la puissance de réglage au cours des cinq dernières années. En 2013, le coût de la puissance de réglage était élevé en raison d'une vague de froid prolongée. La légère augmentation en 2016 est due à la situation tendue de l'offre en Suisse durant l'hiver. Une comparaison sur plusieurs années montre que les coûts de la puissance de réglage se sont globalement stabilisés.

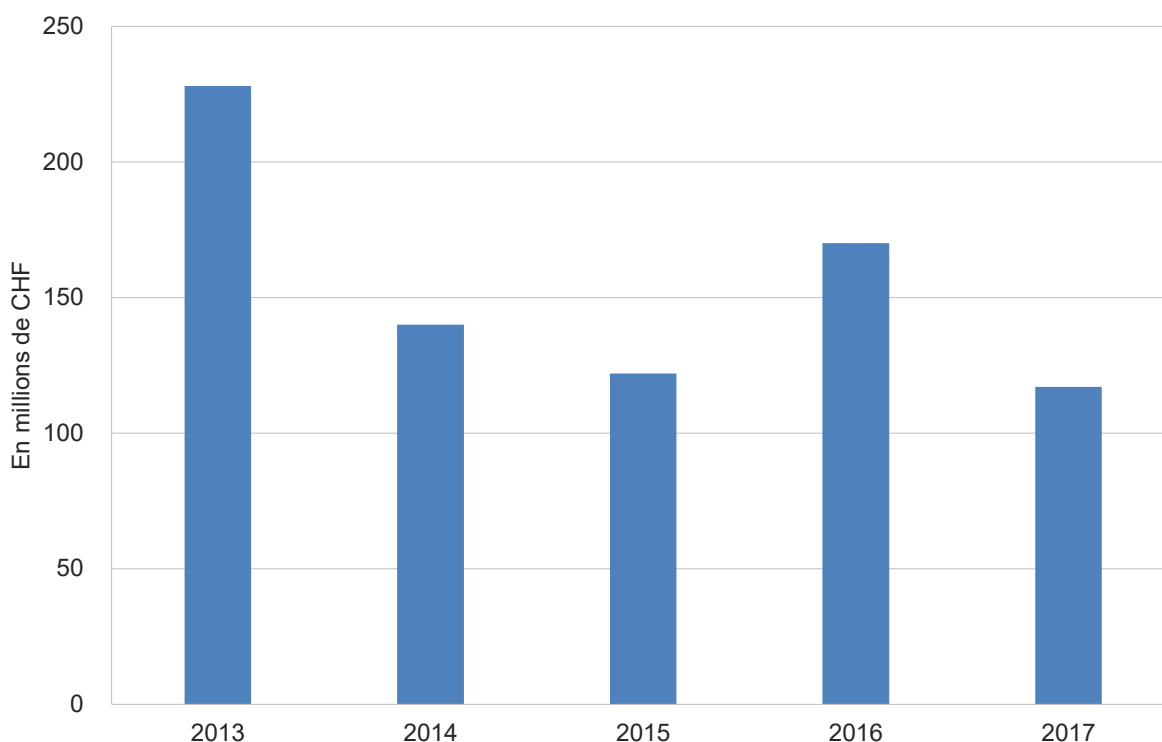


Figure 3 : Evolution des prix de la puissance de réglage entre 2013 et 2017

Depuis 2016, Swissgrid anticipe l'acquisition d'une partie de la puissance de réglage pour le printemps. Cela garantit d'une part la disponibilité des réserves d'eau et augmente d'autre part la sécurité de planification pour les exploitants des centrales à accumulation. L'acquisition anticipée est importante pour la gestion des risques et la compréhension de

leurs rôles par les acteurs. Les coûts d'acquisition anticipée au cours de l'année sous revue se sont élevés à environ 22 millions de francs. A titre de comparaison, les coûts d'acquisition anticipée s'étaient élevés à environ 32 millions en 2016. La réduction des coûts est due à une optimisation de la date de l'appel d'offres.

3 Réseaux



Le réseau électrique suisse - réseau de distribution et de transport – compte environ 200 000 kilomètres, soit environ cinq fois la circonférence de la Terre. On voit ici les lignes au col de la Bernina dans le canton des Grisons.

3.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ensemble du réseau électrique suisse compte 203 300 kilomètres, dont environ 70 % relèvent des réseaux de distribution locaux (niveau 7), tandis que le réseau de transport national de Swissgrid, souvent plus visible, ne représente qu'un peu plus de 3 %. Dans le cadre de ses rapports réguliers, l'ElCom surveille chaque année les réseaux électriques suisses en fonction des différentes composantes techniques de l'installation. Comme le montre le tableau 4, le nombre des installations dans la plupart des catégories a quelque peu augmenté jusqu'à récemment. En raison du câblage progressif, le nombre des lignes aériennes et des transforma-

teurs aériens a diminué, tandis que celui des lignes souterraines et des stations transformatrices a augmenté. Mesuré en kilomètres, le réseau de distribution s'est développé à un taux annuel de près de 2 % depuis 2012. Le nombre de points de mesure chez les consommateurs finaux a connu une évolution similaire. Pour les quelque 5,5 millions de points de mesure, on compte 5,1 millions de destinataires de factures. Selon les statistiques officielles, la Suisse compte un peu moins de 0,6 million d'entreprises (2015) et 8,4 millions d'habitants (2016). Au cours de la période d'observation, la croissance moyenne de la population était légèrement supérieure à 1 %.

Classe d'installations	2012	2013	2014	2015	2016	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	104'894	111'626	116'477	119'621	119'277	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1'980	1'976	2'031	1'911	1'924	km
Lignes souterraines MT (NR5)	32'174	32'833	33'544	33'870	34'044	km
Lignes souterraines BT (NR7)	73'382	75'127	76'311	77'590	78'011	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	47'957	50'972	52'569	53'931	54'240	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'750	6'750	6'750	6'750	6'629	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	6'918	7'059	7'158	6'904	6'738	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR5)	11'570	11'151	10'914	10'590	10'061	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	10'835	10'227	9'719	10'653	11'621	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	1'144	1'097	1'314	963	893	Nombre
Transformateurs NR2	154	155	152	146	148	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	185	163	177	165	159	Nombre
Transformateurs NR3 ²	97	82	81	78	79	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'577	2'449	2'545	2'606	2'577	Nombre
Transformateurs NR4	1'147	1'144	1'145	1'143	1'142	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	1'906	1'952	2'110	2'078	2'011	Nombre
Transformateurs NR5 ²	585	286	317	190	75	Nombre
Transformateurs NR5 ¹	27'366	29'468	26'727	28'226	30'836	Nombre
Stations transformatrices NR6	51'100	51'862	52'425	53'405	53'024	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5'716	5'831	5'685	5'748	5'402	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	156'839	170'285	171'712	174'897	174'377	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5'084'174	5'318'529	5'393'370	5'452'650	5'512'743	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	679	672	659	649	643	

1) Les stations de couplage englobent les stations de couplage supérieures et inférieures de chaque niveau de réseau, à l'exception du niveau de réseau 2, pour lequel conformément à l'art. 2, al. 2, OApEl, 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. 110 et 50 kV au NR 3).

Tableau 4: Installations du réseau électrique suisse

La valeur totale du réseau électrique suisse est de l'ordre de 20,5 milliards de francs. La majeure partie - neuf dixièmes - est imputable au réseau de distribution. La valeur résiduelle des installations du réseau de distribution reste quasiment stable par rapport à l'année précédente, tandis que les revenus dégagés par les consommateurs finaux pour l'utilisation du réseau de distribution (hors prélèvements et services aux collectivités et subventions pour les énergies renouvelables) ont augmenté de 4,8 % pour atteindre 3,5 milliards de francs.

Pour le réseau de distribution, les deux figures suivantes montrent comment les revenus de propriété et d'utilisation du réseau sont répartis entre les entreprises. A cette fin, les 100 plus grands gestionnaires de réseau de distribution sont divisés en groupes de dix, les autres formant le groupe restant. Il appa-

raît ainsi (figure 4) que les dix plus grandes entreprises (bleu foncé) détiennent ensemble 43 % de tous les actifs déclarés, soit environ autant que les 90 gestionnaires suivants en taille. Les nombreux petits gestionnaires de réseau restants (bleu clair) détenaient une part de 15 % en 2016, soit un point de pourcentage de moins que cinq ans auparavant.

La situation est similaire, quoiqu'un peu moins stable, en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 5). Les dix plus grands gestionnaires (bleu foncé) ont réussi au fil du temps à consolider leur position par trois points de pourcentage, accumulant au final 46 % de tous les revenus. Le groupe des plus petits gestionnaires de réseau (bleu clair), dont le nombre diminue, a reçu un peu moins de 14 % de tous les revenus, soit trois points de pourcentage de moins qu'il y a cinq ans.

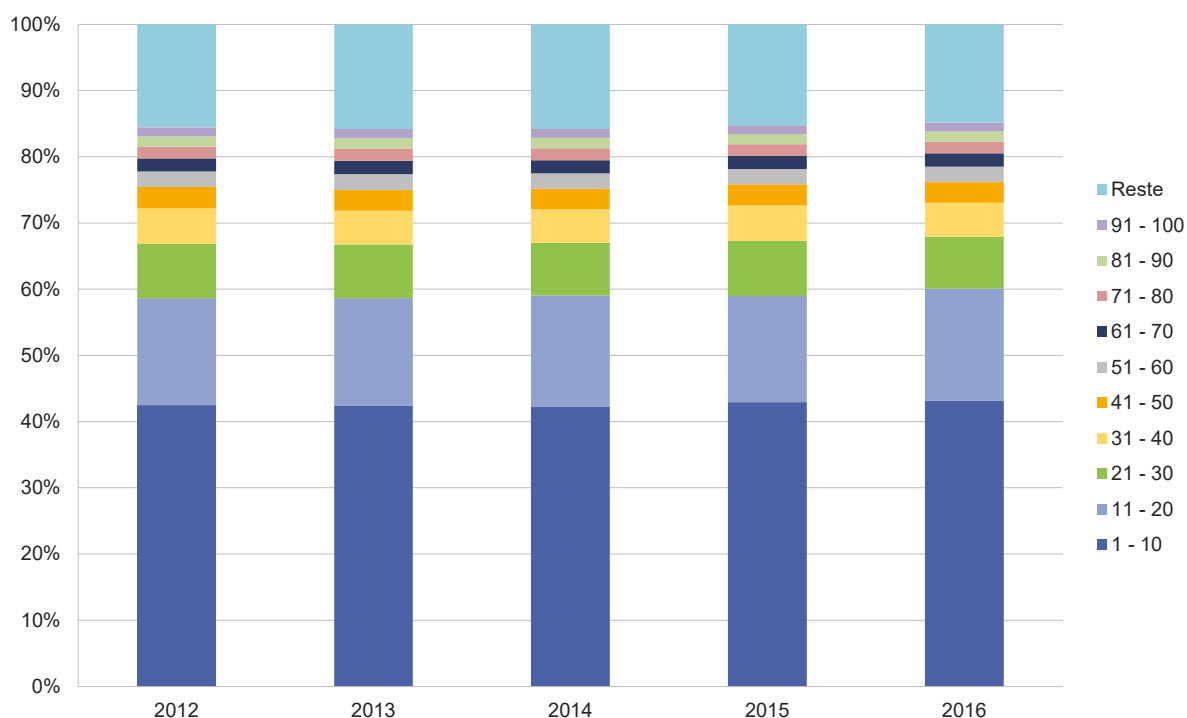


Figure 4: Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

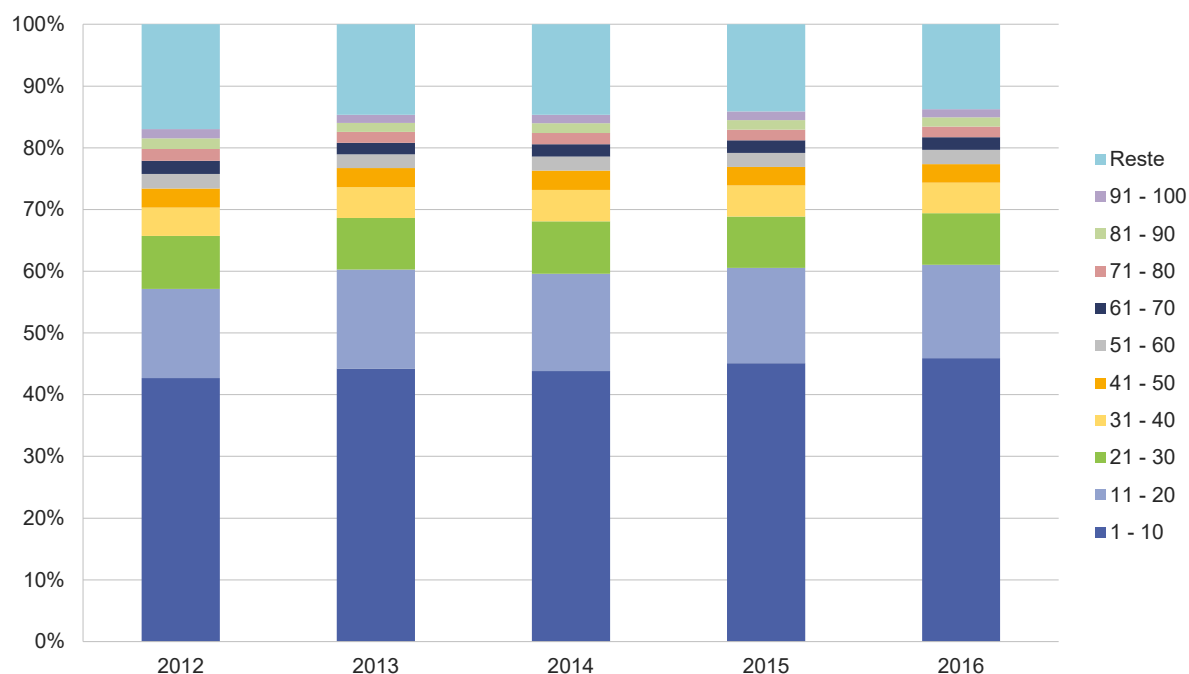


Figure 5 : Répartition produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

Les coûts de réseau englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace, auxquels viennent encore s'ajouter les impôts directs ainsi que les redevances et prestations fournies aux collectivités. Pour 2016, les gestionnaires de réseaux de distribution ont déclaré des coûts totaux du réseau de 4,7 milliards de francs. Si l'on considère les différentes composantes, il apparaît clairement que les impôts et les prestations perçus par les cantons et les communes ainsi que les taxes incitatives prévues par la loi et prélevées sur les énergies renouvelables ont visiblement gag-

né en importance au fil des années (figure 6). Depuis 2012, leur part a augmenté de moitié pour atteindre plus d'un milliard de francs. Néanmoins, les coûts d'exploitation et d'investissement restent la composante la plus importante, soit environ trois quarts, c'est-à-dire 3,5 milliards de francs. Si l'on compare ce montant avec les tarifs d'utilisation du réseau mentionnés ci-dessus, on constate un léger excédent de 34 millions de francs pour la première fois en 2016. Les déficits des trois années précédentes, s'élevaient au total à 420 millions de francs, induisant des frais d'intérêts supplémentaires.

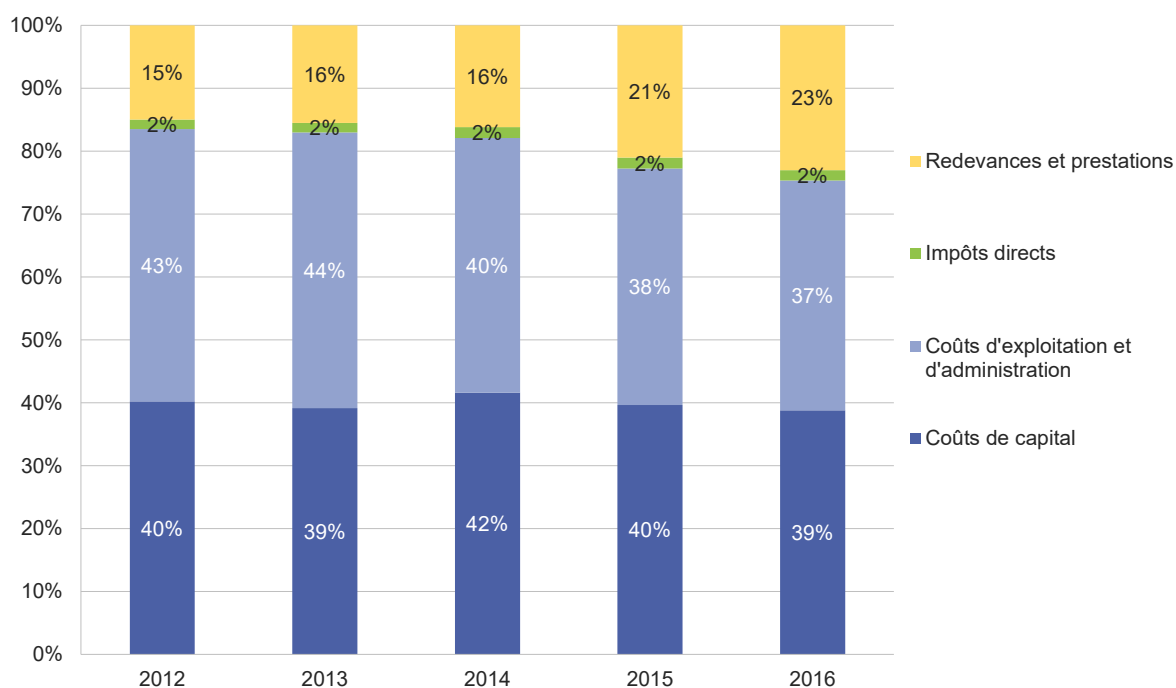


Figure 6 : Composition des coûts de réseau

Dans son rapport annuel 2016, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 592 millions de francs et de 233 millions pour les services-système. Si, aux coûts cumulés de 0,8 milliard de francs pour le réseau de transport, l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 4,7 milliards de francs, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à environ 5,5 milliards de francs par an. La figure 7 montre la répartition des coûts entre les différents niveaux

de réseau (NR). Représentant la moitié des coûts, le réseau de distribution local (NR7) est de loin le plus cher ; un cinquième des coûts est généré par le niveau NR5, alors que les parts de coûts des trois niveaux de transformation (NR2, NR4, NR6) - les liens entre les différents niveaux - sont relativement faibles. Le réseau à très haute tension exploité par Swissgrid (NR1 y compris PSS) représente une part des coûts de 15 %, dont près d'un tiers pour les services-système.

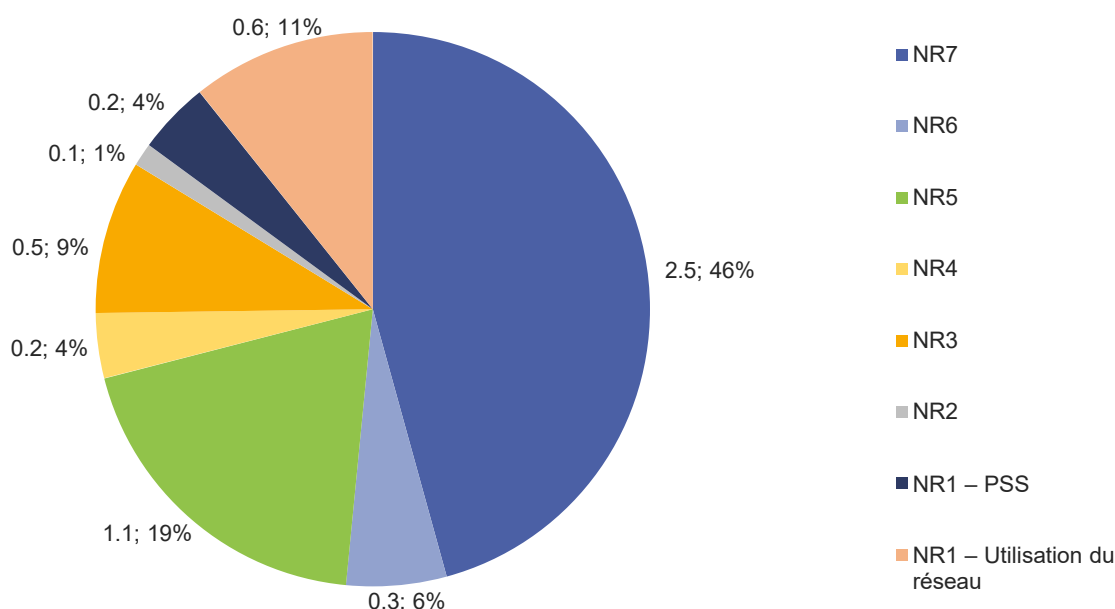


Figure 7 : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse, ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2–7), 2016

3.2 Développement et planification des réseaux

3.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Plusieurs décisions concernant des procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans devront être prises ces prochaines années à l'échelon de la Confédération, sur la base notamment de critères fixés par la LApEI. L'EiCom participe également à ces procédures, devant se référer à des bases de planification objectives et transparentes pour son évaluation.

Conformément à la Stratégie Réseaux électriques adoptée en décembre 2017, Swissgrid préparera son plan pluriannuel sur la base du scénario de l'OFEN. L'EiCom approuve le plan pluriannuel (Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques [modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité]

citée] du 15 décembre 2017, publiée dans la Feuille fédérale 2017, p. 7485 ss). Il reste à voir quand ces dispositions entreront en vigueur. Le délai référendaire n'a pas encore expiré.

Début 2015, Swissgrid a achevé son rapport sur le réseau stratégique 2025 et l'a présenté au public en avril 2015. Le rapport permet de disposer maintenant d'une planification coordonnée du réseau de transport à l'échelle de la Suisse. En principe, celle-ci est conforme aux exigences de la LApEI (art. 8, al. 2, art. 20, al. 2, let. a). L'EiCom estime que le rapport sur le réseau stratégique 2025 représente une étape importante pour la planification du réseau de transport à l'échelle de toute la Suisse. Le rapport peut également contribuer à améliorer la

coordination transfrontalière dans 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.

De manière générale, le rapport sur le réseau stratégique 2025 tient compte du critère de l'adéquation des investissements (art. 22, al. 3, LApEI). Les incertitudes concernant la « performance » du réseau semblent cependant nettement plus grandes que ne le laissent supposer les nombreux calculs précis concernant le bénéfice net avéré. Pour poursuivre le débat dans le cadre de la planification pluriannuelle et évaluer les variantes lors des procédures de plan sectoriel et d'appro-

bation des plans, il faut quantifier les incertitudes à l'aide d'analyses de sensibilité, ce qui accroît la pertinence de l'analyse coûts-bénéfice. Dans la perspective du financement transfrontalier (CBCA), il s'agira d'approfondir les discussions portant sur la méthode et menées entre Swissgrid, l'ElCom et tous les organes concernés. Sur la base du rapport de Swissgrid, le critère de l'efficacité difficilement mesurable ne peut être évalué qu'à l'aide d'une méthode si possible objective et d'hypothèses transparentes. Il convient de saluer cette mesure. Toutefois, les incertitudes qui caractérisent l'appréciation du « bénéfice » entachent aussi l'évaluation du critère d'efficacité. C'est pourquoi il faut là aussi mener les mêmes réflexions quant à la sensibilité que pour les incertitudes concernant le bénéfice.

3.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

En vertu de l'art. 8, al. 2, LApEI, les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir des plans pluriannuels pour assurer la sécurité du réseau, sa performance et son efficacité. Cette obligation s'applique aux réseaux d'une tension de 36 kV et plus. Elle concerne, si l'on applique cette disposition à la lettre, 50 gestionnaires de réseau. Par le passé, l'ElCom suivait une approche consistant à mettre au net la systématique de la planification pluriannuelle d'abord au niveau du réseau de transport, et à n'étudier que dans un second temps un éventuel « déploiement » sur le réseau de distribution 36 kV et plus. L'ElCom discutait toutefois avec les gestionnaires du réseau de distribution des éléments de la planification pluriannuelle qui lui paraissaient importants de son point de vue de régulateur, en particulier en cas d'incertitudes concernant l'imputabilité des coûts de différen-

tes variantes d'extension (p. ex. hypothèses déterminantes pour les investissements et leur imputabilité lors de la construction d'installations de production renouvelable).

L'ElCom estime qu'il n'y a pour l'heure pas lieu d'intervenir dans la procédure générale suivie pour établir ces planifications. Elle réexaminera la question dès que le cadre légal concernant les « réseaux d'approvisionnement électrique intelligents » aura été défini plus clairement. En attendant, l'ElCom recommande aux gestionnaires de réseau d'utiliser provisoirement le document de la branche « Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3 » de l'Association des entreprises électriques suisses (AES). En cas de doute quant à l'imputabilité des coûts de différentes variantes d'extension, elle leur conseille de prendre préalablement contact avec son secrétariat technique.

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

La participation de l'ElCom aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans concernant les projets de développement du réseau est régie pour l'essentiel par l'ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques. Dans son appréciation des projets de développement, l'ElCom veille tout particulièrement à ce que la question de la rentabilité soit prise en compte.

En 2017, l'ElCom a pris position dans le cadre de son mandat légal sur deux projets importants concernant le réseau de transport : le raccordement de la centrale électrique de Lagobianco et les mesures d'accompagnement du projet Airolo-Lavorgo. En ce qui concerne le réseau de distribution, elle a rendu plusieurs prises de position sur des projets d'élévation de la tension. L'ElCom a également participé à plusieurs réunions de groupes d'accompagnement et à une inspection sur place.

A l'avenir, le choix entre les variantes de lignes aériennes et de lignes souterraines sera

facilité par ce que l'on appelle le facteur de surcoût. Ainsi, une ligne de distribution doit en principe être conçue comme une ligne souterraine, à condition que les coûts supplémentaires ne dépassent pas un certain facteur et que d'autres exigences soient satisfaites. Le facteur de surcoût est fixé par le Conseil fédéral et s'élève au maximum à 3. De même, à l'avenir les installations du réseau de transport revêtent un intérêt national, avec pour conséquence qu'elles peuvent également être construites dans des objets d'inventaire d'importance nationale si elles sont d'intérêt supérieur. Ces dispositions figurent dans la Stratégie Réseaux électriques adoptée en décembre (Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques [modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité] du 15 décembre 2017, publiée dans la Feuille fédérale 2017, p. 7485 ss). La date de leur entrée en vigueur n'a pas encore été déterminée. Le délai référendaire n'a pas encore expiré.

3.3 Investissements dans l'infrastructure de réseau

Dans le cadre de ses tâches de surveillance, l'ElCom vérifie si suffisamment d'investissements sont réalisés à moyen et long terme pour garantir que les réseaux électriques restent en bon état et contribuent ainsi à la sécu-

rité de l'approvisionnement en électricité. Comme les chiffres relatifs au réseau de transport et au réseau de distribution n'étaient pas encore disponibles à la clôture de la rédaction, les données de 2016 sont utilisées ci-après.

3.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Pendant la période de réalisation 2016, les investissements planifiés ont diminué de 28 millions, passant de 177 à 149 millions de francs. Cette baisse s'explique pour l'essentiel par les retards pris par les appels d'offres

publics, par les procédures d'autorisation et par les planificateurs en charge des projets. Elle est néanmoins aussi due à des optimisations apportées lors de la réalisation, surtout pour les projets concernant des sous-stations.

3.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Les investissements dans le réseau de distribution sont restés stables. Avec un montant cumulé annuel d'environ 1,4 milliard de francs, les exploitants de réseau investissent en moyenne 60 % de plus dans le renouvellement et l'extension des installations de réseau que ce qui est amorti en même temps. Avec des amortissements d'un peu moins de 0,9 milliard de francs, il y a régu-

lièrement un excédent d'investissement de plus d'un demi-milliard (figure 8). Étant donné que la fiabilité des réseaux électriques suisses est également très élevée en comparaison internationale et qu'elle s'est encore améliorée au cours de la période sous revue (cf. paragraphe 2.3), l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution continuent d'être suffisants.

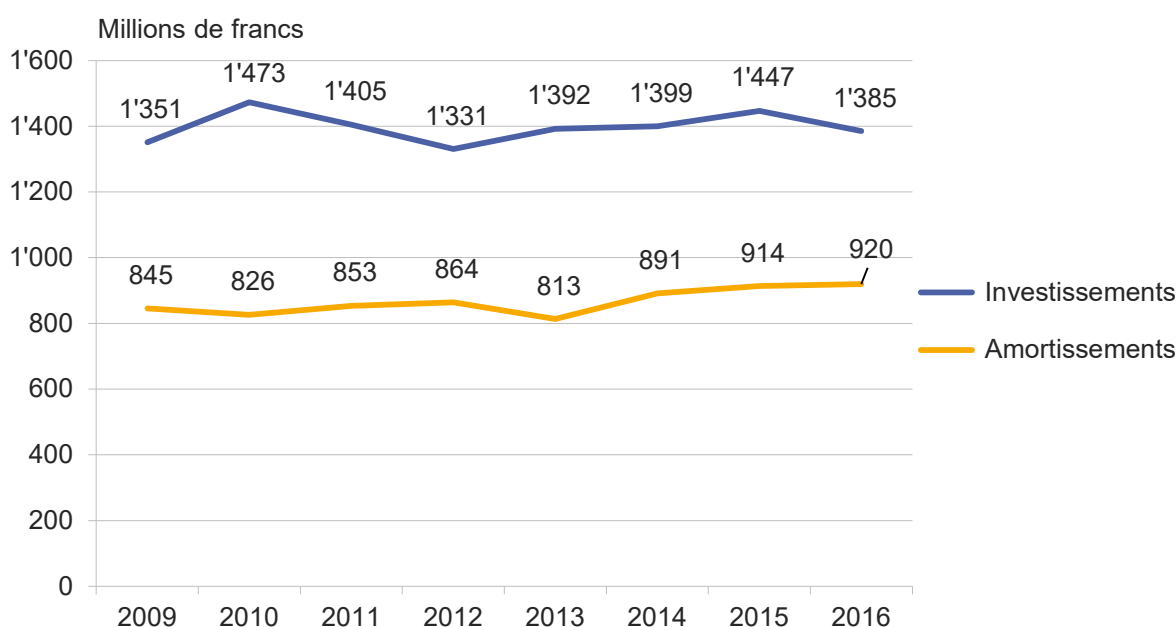


Figure 8 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

3.4 Renforcements de réseau

Des renforcements de réseau peuvent notamment 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 des services-système (tarif SDL). Cette indemnisation requiert donc 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 soumettent des requêtes. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requê-

tes. Durant l'année sous revue, l'ElCom a statué sur 148 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau. Au total, au cours des six dernières années, l'ElCom a édicté 678 décisions dans ce contexte (cf. figure 9).

Fin 2017, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 70,3 millions de francs, pour une puissance de production totale de 253,3 MW. Le tableau 5 donne un aperçu des chiffres clés concernant les renforcements de réseau effectués pendant la période allant de 2009 à 2017.

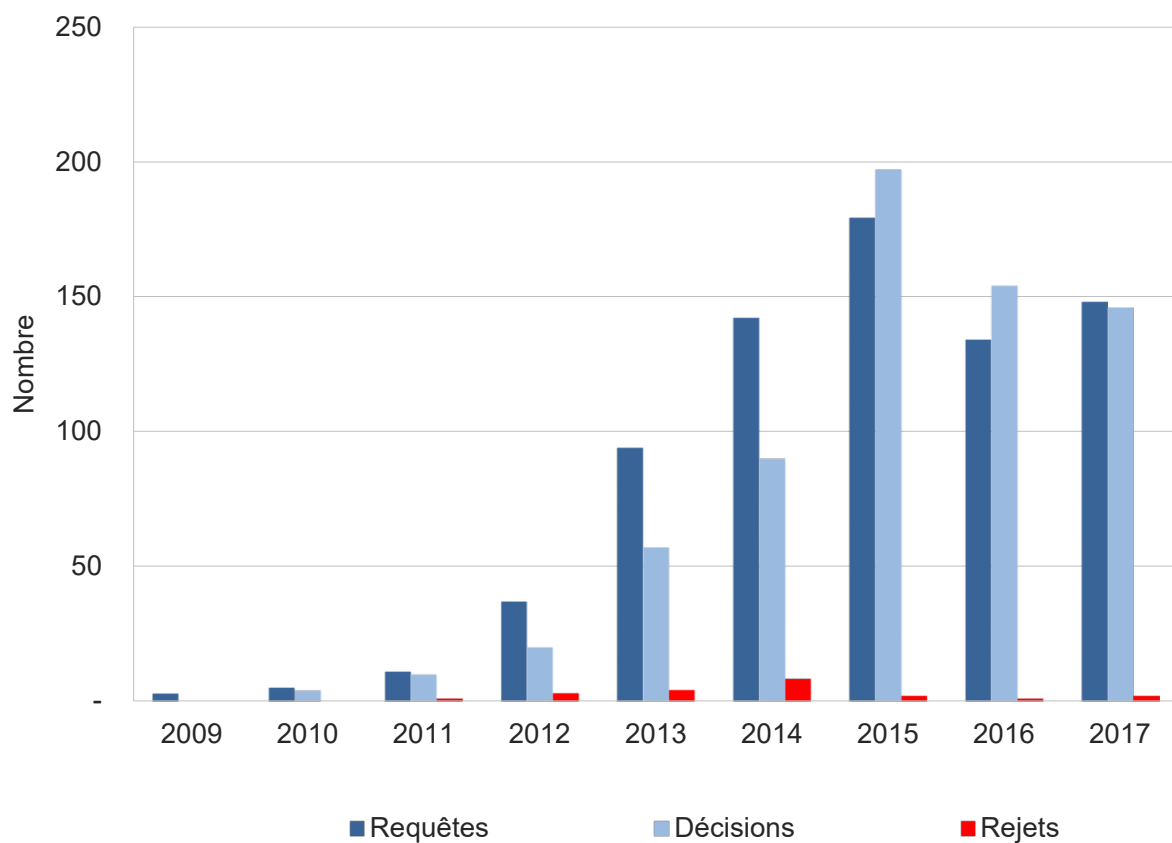


Figure 9 : Évolution du nombre de décisions relatives à des renforcements de réseau

	Total	Photovol- taïque	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	678	650	3	25
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²	8	8	3'000	22
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²	74'000	2'038	16'000	74'000
Puissance du générateur [kW], somme des valeurs	253'263	105'330	23'000	124'933
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3'500	3'500	1'805'003	19'311
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9'262'389	619'657	9'262'389	2'117'200
Coûts, total [CHF]	70'318'953	50'242'973	13'523'872	6'552'108
Coûts moyens [CHF] ³	104'954	78'260	4'507'957	262'084

	Total	Photovol- taïque	Éolien	Autres ¹
Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁴	8'725	8'725	819	3'498
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁴	278	477	588	52

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

Tableau 5 : Statistique des décisions concernant les renforcements de réseau pendant la période allant de 2009 à 2017

3.5 Société nationale du réseau de transport

Les anciens propriétaires du réseau de transport ont dû transférer l'ensemble de ce réseau à l'échelon de la Suisse à la société nationale Swissgrid. Une nouvelle installation du réseau

a également été transférée à Swissgrid SA en 2017, avec pour corollaire une modification des statuts de la société nationale du réseau.

3.6 Décisions et mesures concernant les réseaux

Dans un litige concernant l'augmentation de la tension d'alimentation d'un abonné au réseau, le Tribunal fédéral a rejeté le 16 janvier 2017 (2C_805/2016) un recours contre la décision du tribunal de première instance et a ainsi confirmé la décision de l'ElCom en la matière. L'ElCom était parvenue à la conclusion que dans un réseau moyenne tension, qui avait par le passé été porté de 12 à 20 kV, la dernière personne raccordée au réseau à une tension de 12 kV n'avait pas droit à ce que ce raccordement (12 kV au lieu de 20) soit maintenu. Elle a au contraire estimé que l'application non discriminatoire des directives du gestionnaire de réseau relatives à ce raccordement exigeait que la personne raccordée au réseau se voie elle aussi approvisionner en courant à 20 kV. Le TAF a jugé la décision de l'ElCom conforme au droit sur le fond, mais a néan-

moins renvoyé l'affaire à l'ElCom afin qu'elle fixe un nouveau délai de mise en œuvre.

Dans un autre litige, l'ElCom devait décider si un gestionnaire de réseau de distribution peut prescrire un compteur de production simple en plus d'un compteur bidirectionnel mesurant la consommation totale pour les petites installations photovoltaïques avec consommation propre (<30 kVA). Étant donné que le droit fédéral ne prescrit pas l'enregistrement de la production pour les petites installations photovoltaïques et que le compteur de production supplémentaire n'était pas nécessaire pour garantir la sécurité du réseau, l'ElCom est arrivée à la conclusion que l'exploitant du réseau de distribution ne peut pas prescrire un compteur de production supplémentaire et doit acheter l'énergie excédentaire injectée dans le réseau sans celui-ci.

4 Marché suisse de l'électricité



Le nombre des installations photovoltaïques a fortement augmenté ces dernières années. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a reçu de nombreuses plaintes concernant la rétribution à prix coûtant du courant injecté.

4.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Depuis l'introduction de la LApEl en 2008, le nombre des gestionnaires de réseau a baissé d'environ un huitième pour s'établir à 650. Cette évolution observable depuis un certain temps s'est poursuivie jusqu'à récemment et s'explique d'une part par de nombreuses reprises de réseaux et d'autre part par le nombre croissant de fusions de communes. Alors que 2715 communes étaient inscrites dans le répertoire officiel des communes de Suisse au 1er janvier 2008, elles n'étaient plus que 2294 huit ans plus tard (1.1.2018 : 2222). Comme la Suisse a enregistré une croissance démographique d'environ 10 % au cours de

la même période, le nombre de consommateurs finaux par gestionnaire de réseau est en augmentation. Toutefois, comme le montre la figure 10, un gestionnaire de réseau de distribution typique demeure relativement petit; en moyenne, il approvisionne juste 1500 consommateurs finaux – avec une légère tendance à la hausse. Seuls 79 gestionnaires de réseaux comptent plus de 10 000 consommateurs finaux, onze en approvisionnant plus de 100 000. Au total, près de 5,2 millions de consommateurs sont approvisionnés en électricité dans toute la Suisse, soit environ un demi-million de plus qu'il y a cinq ans.

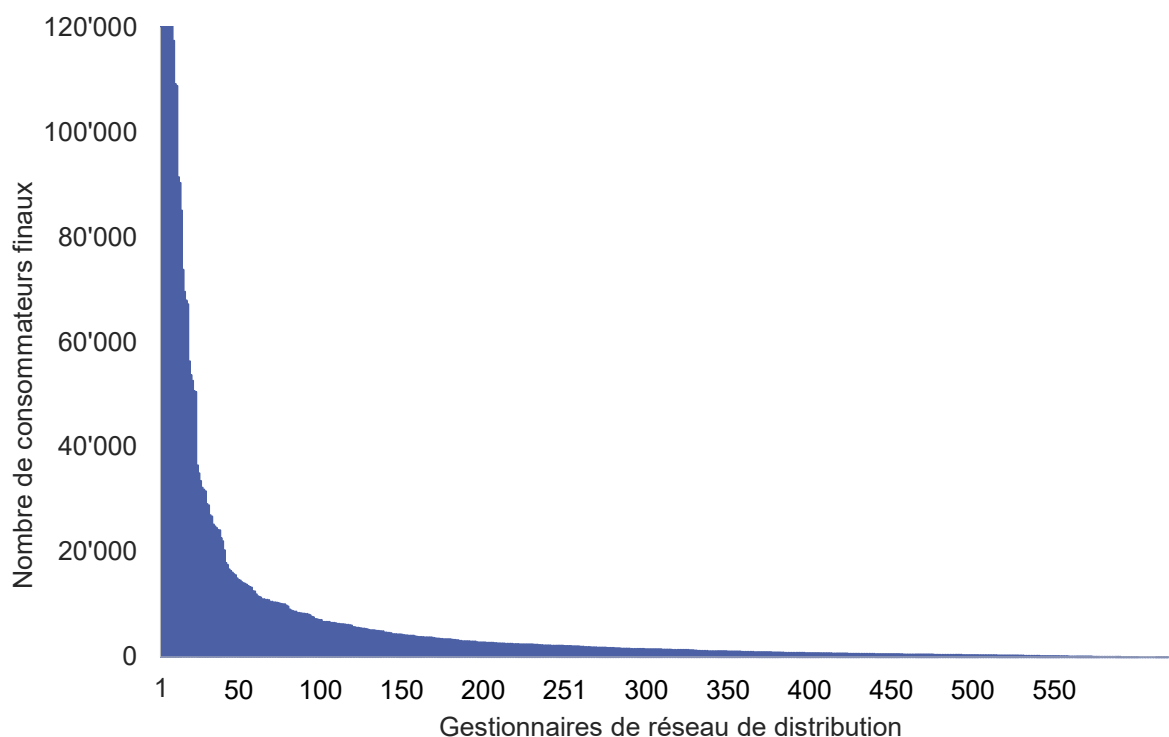


Figure 10: Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau. Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 consommateurs finaux (cela concerne huit gestionnaires de réseau)

4.2 Situation économique de l'industrie de l'électricité

Lors des délibérations parlementaires sur la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques, la question de la situation économique de la branche électrique en particulier a donné lieu à des controverses au cours de l'année sous revue. Notamment, le Conseil des États avait relevé la nécessité d'un soutien financier et suggéré de supprimer rétroactivement la méthode dite du prix moyen, dont la légalité a été récemment confirmée par le Tribunal fédéral. La méthode prévoit que les gestionnaires de réseau doivent répercuter sur leurs consommateurs captifs au prorata les avantages de prix dont ils bénéficient en raison de leur libre accès au marché. De son côté, le Conseil national se concentrait sur le soutien aux énergies renouvelables : les consommateurs captifs ne devraient être

approvisionnés qu'avec de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables provenant de centrales électriques installées en Suisse. Lors du vote final, les Chambres fédérales ont toutefois maintenu la méthode du prix moyen (pour plus de détails voir p. 37).

Dans une prise de position à l'intention des Chambres fédérales, l'ElCom a démontré que la grande majorité des entreprises d'approvisionnement en électricité se portent bien. Les résultats des fournisseurs d'électricité sont pour la plupart tout à fait satisfaisants. Même les EAE qui disposent d'une production propre significative et qui sont de ce fait exposées potentiellement au risque de bas prix de l'électricité, présentent pour la plupart des chiffres noirs. Les revenus régulés provenant

de l'exploitation des réseaux de distribution et de la vente d'électricité aux clients captifs ont également eu un effet stabilisateur.

La situation économique des grands producteurs d'électricité Alpiq et Axpo est différente. D'importantes corrections de valeur et des provisions au cours des dernières années ont conduit à des résultats annuels s'inscrivant parfois en rouge foncé. Les deux entreprises peuvent difficilement ou seulement partiellement bénéficier du moment de stabilisation des revenus réglementés. En outre, en raison de l'ouverture seulement partielle du marché, ils n'ont pas accès à la grande majorité des consommateurs finaux qui ne peuvent pas changer de fournisseur. Ils sont particulièrement touchés par la baisse des prix du marché. Néanmoins, leurs liquidités restent assurées. En outre, leurs actionnaires sont financièrement très solides et, en principe, ont toujours été ou auraient été en mesure de compenser les résultats négatifs. Toutefois, le droit suisse n'impose pas aux propriétaires de faire des versements supplémentaires. Il en va évidemment de même pour la Confédération et les contribuables.

Suite à l'adoption de la Stratégie énergétique 2050, une subvention à durée déterminée de 120 millions de francs par an, intitulée prime de marché, a été accordée pour soutenir la force hydraulique dans les années à venir. Néanmoins, divers experts sont d'avis que ce n'est pas suffisant : En comparant les coûts de

production théoriques et les prix de vente présumés atteints, ils estiment le déficit annuel à 1,2 milliard de francs. La moitié de ce montant est déjà supportée par les consommateurs captifs ; après prise en compte de la prime de marché, il reste un déficit de 0,5 milliard de francs. Pour résoudre ce problème de missing money, une taxe supplémentaire est proposée sous le titre prime de service universel, dont seuls les consommateurs finaux soumis au monopole devraient s'acquitter.

Du point de vue de l'ElCom, ces calculs et réflexions présentent d'importantes faiblesses : les coûts de production supposés se situent dans la partie supérieure des estimations. Dans le même temps, on calcule des prix de vente anormalement bas, que l'ElCom estime nettement plus élevés. De plus, certains revenus sont complètement absents du calcul. En combinant les effets ci-dessus, le montant du missing money diminue à environ 180 millions de francs. En outre, les calculs des coûts de production comprennent un rendement imputé sur les fonds propres de 350 millions de francs. Le manque à gagner pourrait être supporté par les propriétaires, réduisant uniquement leurs profits.

Dans l'ensemble, il n'y a pas de problème de missing money à l'échelle de la branche. Néanmoins, Axpo et Alpiq en particulier restent confrontés à des défis considérables. Toutefois, les risques associés pourraient être supportés par les actionnaires.

4.3 Accès au marché et taux de changement

Au cours de la période sous revue et dans un proche avenir, le marché suisse de l'électricité restera partiellement libéralisé. Dans cette première phase d'ouverture du marché, seuls les grands consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 100 MWh ont le droit d'accéder librement au

marché, c'est-à-dire de choisir librement leur propre fournisseur d'électricité. Jusqu'à fin octobre, ils peuvent décider s'ils veulent quitter le service universel l'année suivante. Une fois sur le marché libre, un consommateur ne peut plus revenir sous le régime de l'approvisionnement de base.

Afin de déterminer le nombre de consommateurs finaux qui participent au marché libre, l'ElCom organise régulièrement un relevé auprès des plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Les 94 entreprises concernées approvisionnent au total 4,2 millions de consommateurs finaux en Suisse, soit environ 80 % de l'ensemble des consommateurs finaux. Sur les 32 500 consommateurs finaux ayant accès au marché (0,8 % de tous les consommateurs finaux), 21 900, soit 67 %, ont fait usage de leurs droits. Avec un total de 44,1 TWh, les consommateurs finaux dans les zones d'approvisionnement de ces gestionnaires de réseau représentent 80 % de la consommation finale en Suisse². Sur les 44,1 TWh, la moitié de l'énergie (soit 22,6 TWh) va aux consommateurs finaux ayant accès au marché libre. Les consommateurs qui ont fait usage

de leurs droits consomment 18,0 TWh ou 80 % de l'énergie accessible.

Le droit de choisir librement son fournisseur a été relativement peu utilisé les premières années suivant l'ouverture du marché. Compte tenu de la baisse des prix du marché, ce groupe a connu une forte croissance au cours des années suivantes (figure 10) : selon les chiffres les plus récents, deux tiers de l'ensemble des clients ayant le droit d'accéder au marché ont fait usage de leurs droits (courbe orange). Quatre cinquièmes de la quantité d'énergie consommée relèvent du le marché (courbe bleue). Les consommateurs qui n'ont pas encore fait valoir leur droit d'accès sont donc relativement peu nombreux.

² La consommation finale moyenne entre 2007 et 2016, hors transports publics et éclairage, était de 53,7 TWh.

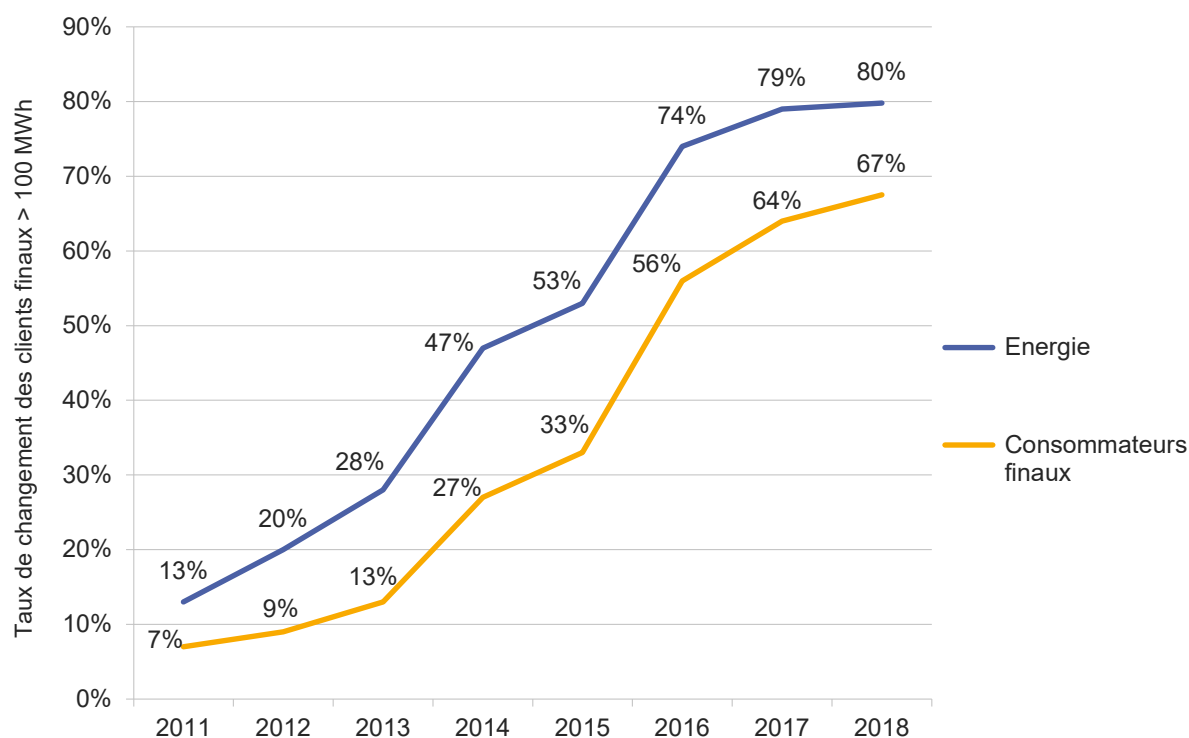


Figure 11: Passage au marché libre

La figure 12 montre la distribution de la quantité d'énergie fournie en fonction de la taille des gestionnaires de réseau. Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) fournissent nettement plus de 40 % de la quantité d'électricité totale transmise aux consommateurs finaux par le réseau de distribution. Si la quantité est étendue aux 100

plus grands gestionnaires de réseau, cette proportion passe à plus de 80 %. Les 544 gestionnaires de réseau restants - ce qui correspond à environ cinq sixièmes des gestionnaires de réseau - fournissent cumulativement environ un sixième de l'électricité totale consommée par les consommateurs finaux.

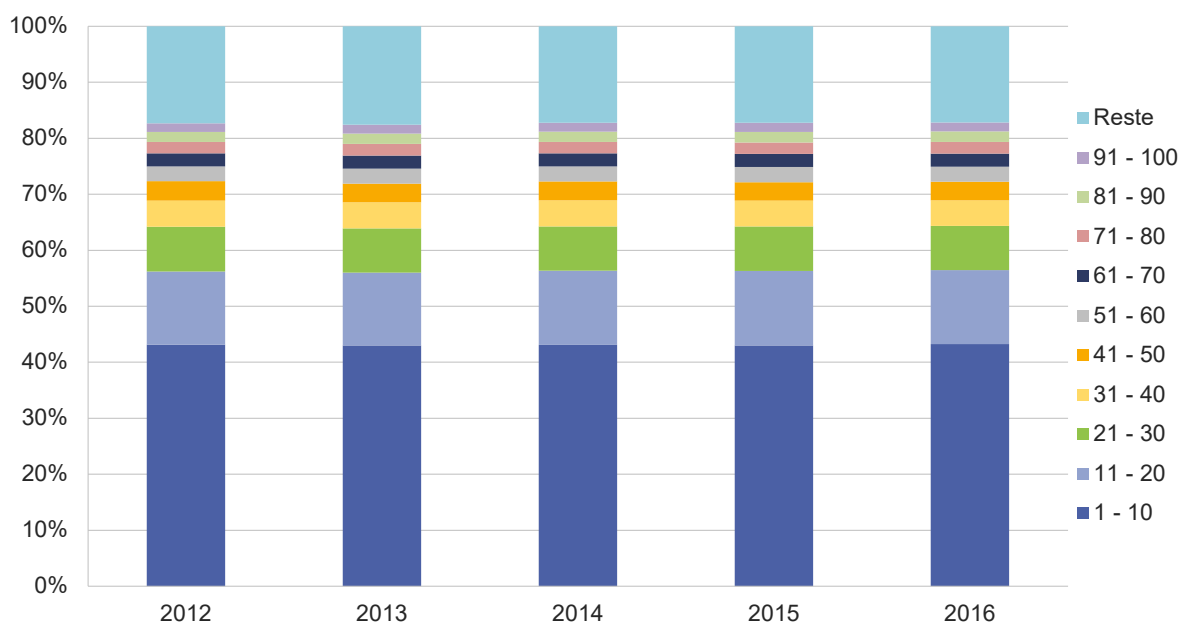


Figure 12 : Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

4.4 Tarifs du réseau de transport

Comme le montre le tableau 6, les tarifs du réseau de transport restent soumis à des fluctuations considérables. Par rapport à 2017, le tarif actuel pour les services-système (SDL) généraux baisse de 20 %. Outre la réduction des coûts pour la mise en réserve de puissance de réglage, la réduction de couvertures excédentaires existantes a engendré une baisse

se des tarifs. Les tarifs d'utilisation du réseau qui sont régis par l'art. 15, al. 3 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OA-pEI ; 30 % tarif d'utilisation, 60 % tarif de la puissance, 10 % tarif de base) ont pu être réduits en particulier grâce à l'imputation des revenus des enchères qui a engendré une baisse des coûts (cf. paragraphe 6.4).

	2014	2015	2016	2017	2018
Utilisation du réseau					
Tarif de travail [ct./kWh]	0.19	0.22	0.25	0.25	0.23
Tarif de puissance [CHF/MW]	30'900	36'100	41'000	41'000	38'200
Tarif de base fixe par point de prélèvement	285'500	336'300	387'700	387'700	365'300
Tarif général des services-système [ct./kWh]	0.64	0.54	0.45	0.40	0.32
Tarif individuel des services-système					
Pertes actives [ct./kWh]	0.08	0.11	0.11	0.08	0.08

Tableau 6 : Évolution des tarifs appliqués aux gestionnaires de réseau de distribution et aux consommateurs finaux pour l'utilisation du réseau de transport et pour les services-système (SDL) généraux du réseau de transport (source : Swissgrid SA)

Afin de comparer les tarifs de réseau des différents gestionnaires de réseau, l'ElCom convertit les deux composantes tarif de puissance et tarif de base en ct./kWh. En combinant les différentes composantes tarifaires du réseau de transport, la valeur en 2018 sera de 1,14 ct./kWh. Au total, un ménage type avec une consommation annuelle de 4500 kWh

(H4 : appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et tumbler mais sans chauffe-eau électrique) paie en moyenne 9,65 ct./kWh pour le transport et la distribution de l'énergie à titre de rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 13). La part du réseau de transport dans les coûts de réseau tarifés de ce ménage correspond donc à environ 12 %.

4.5 Tarifs du réseau de distribution

En 2018, un consommateur final ayant le profil de consommation H4 paiera en moyenne 20,4 centimes pour un kilowattheure d'électricité (figure 13). Sur une année, cela correspond à une facture d'électricité de 918 francs, soit 13 francs de plus qu'un an auparavant³. Le tarif global comprend quatre éléments : la rémunération pour l'utilisation du réseau, le prix de l'énergie, les redevances aux collectivités publiques et les redevances de la Confédération pour l'encouragement des énergies renouvelables indigènes. Les trois premiers éléments doivent être publiés par les gestionnaires de réseau au plus tard à la fin du mois d'août avant l'année tarifaire correspondante. Par rapport à l'année précédente, les tarifs d'utilisation du réseau et de l'énergie sont en baisse d'environ 2 %, tandis que les redevances versées aux communes et aux cantons restent stables en moyenne. En revanche, les redevances pour les énergies renouvelables ont augmenté. Le Conseil fédéral a augmenté le supplément perçu sur le réseau de 1,5 à 2,3 centimes par kWh, le

nouveau maximum légal. Sur ce montant, 1,2 ct./kWh sont consacrés au nouveau système de rétribution de l'injection qui, dans la nouvelle loi sur l'énergie, remplace l'ancien programme de rétribution à prix coûtant du courant injecté. En outre, une part importante du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau sera utilisée pour des mesures d'encouragement supplémentaires des énergies renouvelables indigènes, telles que la rétribution unique pour les installations photovoltaïques, la prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques existantes et des contributions à l'investissement pour de telles centrales.⁴

³ A partir de l'année tarifaire 2018, les gestionnaires de réseau déclareront à l'ElCom non seulement le produit électrique le moins cher, mais aussi le produit électrique standard. Ce dernier est facturé au consommateur final s'il ne choisit pas activement un autre produit électrique. Cela a un impact sur les coûts de l'énergie, qui augmentent de 0,4 ct./kWh. La charge sur le budget d'un ménage type avec un tarif standard est donc de 936 francs, soit 18 francs de plus que le tarif le plus bas.

⁴ Depuis le début de l'année 2018, la nouvelle société Pronovo SA est chargée d'encaisser le supplément perçu sur le réseau et de mettre en œuvre différents programmes de la Confédération encourageant la production d'électricité à partir de nouvelles énergies renouvelables.

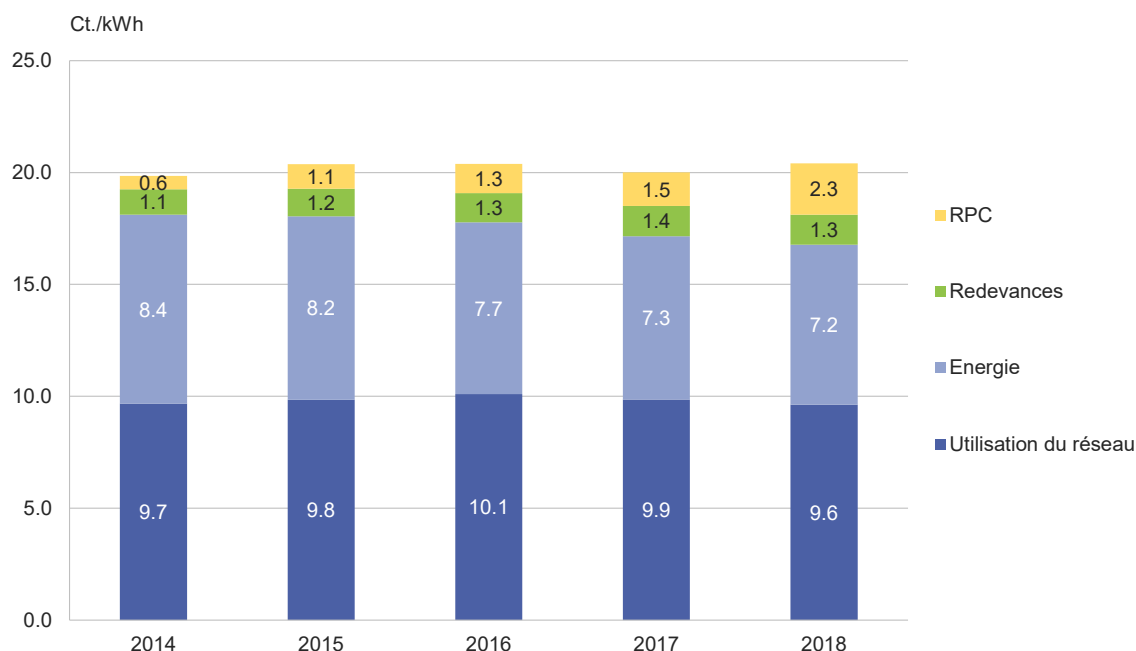


Figure 13: Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Les chiffres tarifaires précédemment commentés se réfèrent à des moyennes nationales. Il existe des disparités tarifaires en partie importantes aux niveaux cantonal et communal. Des informations détaillées sur les tarifs de chaque commune ainsi qu'une carte interactive sont disponibles sur le site Internet de l'ElCom (www.elcom.admin.ch) sous le lien « Vue d'ensemble des prix de l'électricité ». Les figures 14 à 17 comparent les tarifs cantonaux médians, tels que la moitié des habitants paie un prix plus élevé et l'autre moitié un prix plus bas. Plus le tarif médian d'un canton s'éloigne de la médiane suisse, plus la couleur du territoire correspondant tend vers le rouge (tarif plus élevé) ou vers le vert (tarif plus bas). Les changements de couleur montrent donc comment les tarifs cantonaux évoluent par rapport à la

valeur de référence nationale. Alors que le canton de Bâle-Ville, par exemple, avait des tarifs de réseau relativement bas (vert clair) en 2014, ceux-ci sont aujourd'hui assez élevés (orange).

Les cartes ci-dessous montrent la situation en 2014 et 2018, avec une légère baisse de 0,2 ct./kWh dans les tarifs médians d'utilisation du réseau d'un ménage H4 et une baisse plus marquée de 1,3 ct./kWh pour les tarifs énergétiques. Si nous regardons dix ans en arrière, les prix à la consommation pour l'utilisation du réseau et l'énergie ont globalement baissé de 1,8 ct./kWh, soit un peu moins de 10 %, depuis l'introduction de la nouvelle tarification selon la LApEl. Seules ces deux composantes tarifaires peuvent être directement influencées par les gestionnaires de réseau et sont contrôlées par l'ElCom.

Utilisation du réseau

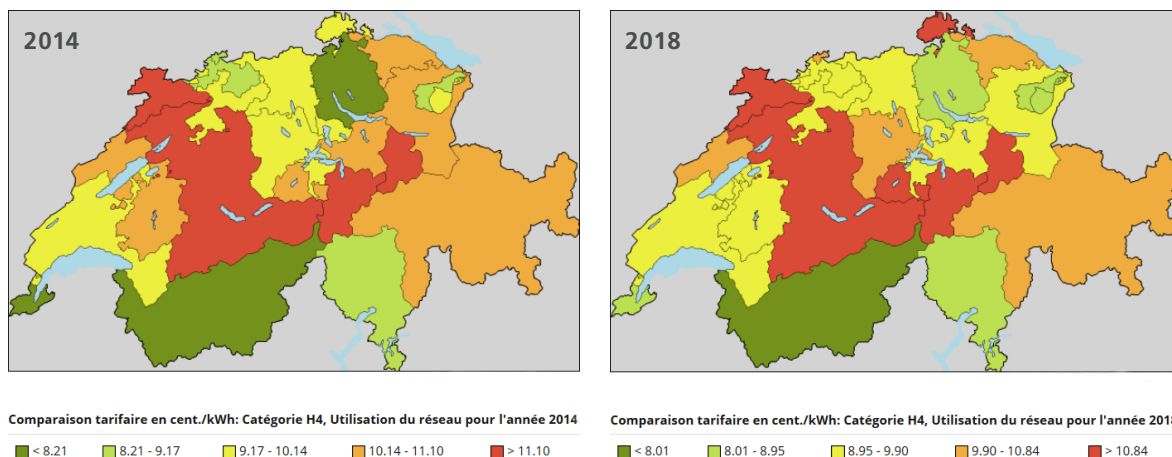


Figure 14 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux d'utilisation du réseau (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2014 et 2018

Énergie

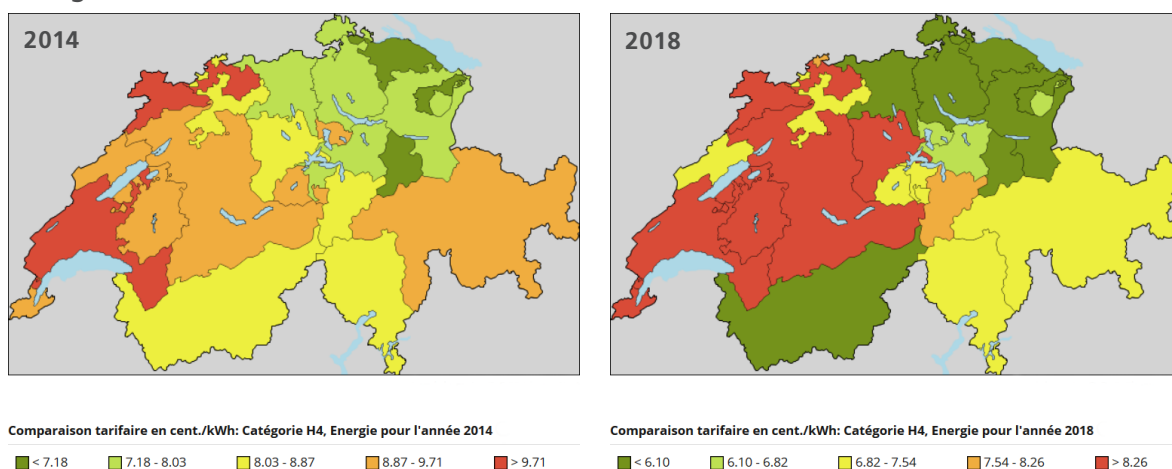


Figure 15 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux de l'énergie (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2014 et 2018

Les éléments tarifaires relevant de la politique montrent une autre évolution. Alors que les cantons et les communes n'avaient pour la plupart au début pas modifié les redevances et prestations, celles-ci ont été considérablement augmentées en 2012 et 2017, restant stables depuis lors. La valeur médiane nationale a augmenté de 0,2 ct./kWh, soit environ 30 %. L'évolution des redevances fédérales uniformes à l'échelle nationale et destinées à encourager la

production indigène d'énergies renouvelables a été beaucoup plus prononcée. Le supplément perçu sur le réseau sous le nom de « RPC » a été introduit avec les tarifs de 2009. Il est resté inchangé à 0,45 ct./kWh pendant cinq ans, puis il a été multiplié progressivement par cinq pour atteindre les 2,3 ct./kWh déjà mentionnés.⁵

⁵ Comme le supplément perçu sur le réseau est uniforme dans toute la Suisse, il n'est pas indiqué séparément. Toutefois, il est inclus dans le total de la figure 17.

Redevances et prestations aux collectivités publiques

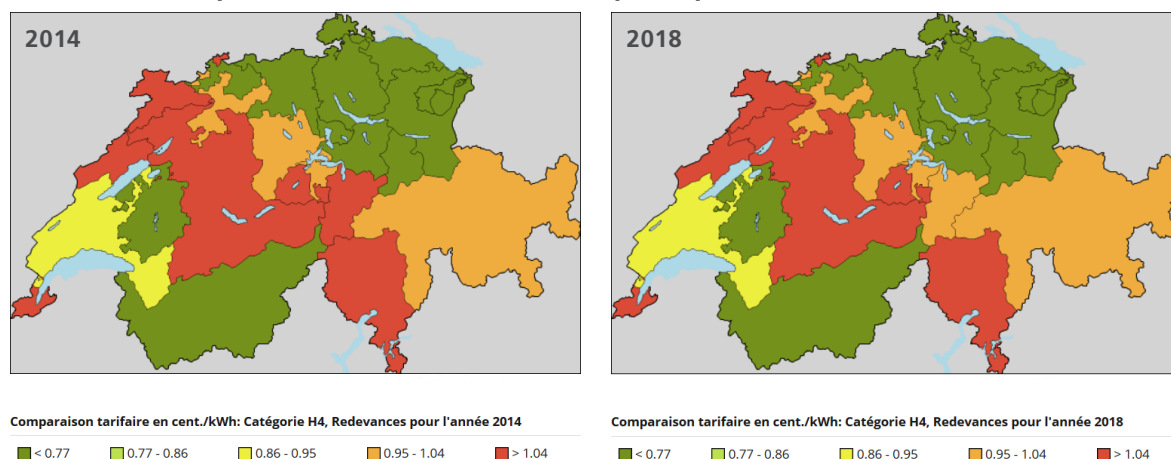


Figure 16 : Comparaison des tarifs médians cantonaux des redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques pour le profil de consommation H4, années 2014 et 2018

Additionnées dans le tarif global, les tendances décrites précédemment s'annulent en majeure partie. Par rapport à la valeur médiane suisse, un ménage au profil de consommation H4 doit aujourd'hui dépenser environ 15 francs (1,5 %) de plus pour sa facture annuelle d'électricité qu'il y a dix ans. En revanche, la

facture serait actuellement inférieure de près de 70 francs si le supplément perçu sur le réseau était resté inchangé. Alors qu'en 2009, le supplément perçu sur le réseau et les redevances aux collectivités représentaient seulement 7 % du prix total de l'électricité, cette part est dorénavant passée à 18 %.

Prix total de l'électricité

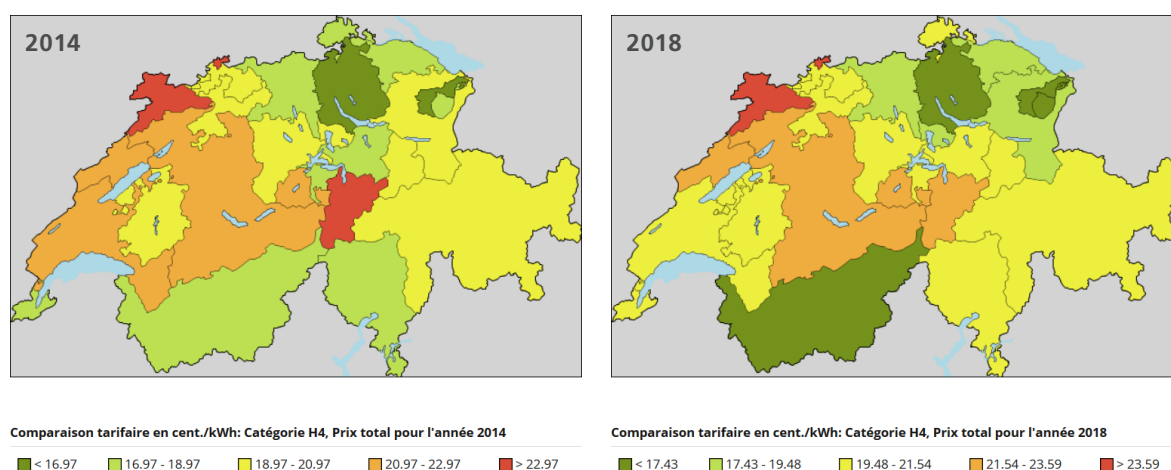


Figure 17 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux (médiane) pour le prix total de l'électricité, profil de consommation H4, années 2014 et 2018

4.6 Examens des tarifs

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

- Tous les gestionnaires de réseau doivent remettre au plus tard à la fin août leur comptabilité analytique, laquelle sert de base aux tarifs du réseau et de l'énergie de l'année suivante. L'ElCom soumet cette comptabilité à quelque 150 tests pour vérifier qu'elle ne comporte pas d'erreurs, d'incohérences ou de données non plausibles, puis envoie une évaluation au gestionnaire de réseau pour correction ou justification éventuelle. Les 630 gestionnaires de réseau qui ont remis leur comptabilité analytique dans les temps, ou à l'échéance du premier rappel, ont reçu avant la fin de l'année sous revue une évaluation leur demandant, si nécessaire, de vérifier les données potentiellement anormales et de les corriger ou de les justifier.
- Lorsque la comptabilité d'un gestionnaire de réseau présente toujours des valeurs contraires à la loi ou non plausibles, même une fois la révision effectuée, le gestionnaire fait l'objet d'examens ciblés dans les domaines concernés. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a notamment constaté le calcul incorrect de différences de couverture liées aux années précédentes ainsi que des bénéfices trop élevés dans la mise en œuvre de la règle des 95 francs. Comme l'année précédente, il s'agit d'une part de déterminer les différences de couverture pour une année et de les reporter sur l'année suivante. La règle des 95 francs, en revanche, concerne les coûts et les bénéfices des ventes d'énergie aux consommateurs finaux dans le cadre de l'approvisionnement de base. Au total, les tarifs de 86 gestionnaires de réseau ont été examinés dans le détail et corrigés si nécessaire.
- L'ElCom vérifie également que les gestionnaires de réseaux répondent aux différents critères concernant le montant des tarifs, les coûts et le respect de la règle des 95 francs. Dans 79 cas au total, la documentation n'a rien révélé d'anormal. L'ElCom a ainsi notifié à ces gestionnaires qu'elle renoncerait à ouvrir l'année suivante une procédure d'office concernant leurs tarifs.
- Enfin, dans certains cas, les coûts du réseau et, le cas échéant, les coûts de l'énergie (uniquement pour les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base) sont examinés en détail. L'ElCom a pu clôturer la procédure dans cinq cas.

En outre, se fondant sur l'art. 6, al. 5, LApEl et sur l'arrêt du Tribunal fédéral du 20 juillet 2016 concernant les tarifs de l'énergie de CKW (2C_681/2015 et 2C_682/2015), l'ElCom envisageait d'appliquer la méthode basée sur le prix moyen. Il s'agit de savoir comment répartir les coûts de l'électricité provenant de différentes sources (centrales propres, achats sur le marché, etc.) entre l'approvisionnement de base et les consommateurs finaux indépen-

dants. Toutefois, en raison du débat parlementaire sur le calcul des coûts de l'énergie imputables, mené dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques (Loi fédérale du 15 décembre 2017 sur la transformation et l'extension des réseaux électriques [Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité], publiée dans la Feuille fédérale 2017, p. 7845 ss), l'ElCom a décidé de ne pas ouvrir d'autres procé-

dures. Lors du vote final du 15 décembre 2017, le Parlement a maintenu la méthode basée sur le prix moyen. Simultanément, il a créé la base juridique selon laquelle les coûts de production de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, qui provient de capacités de production indigènes et non subventionnées, peuvent

être inclus dans les tarifs de l'approvisionnement de base jusqu'à l'expiration de la prime de marché conformément à l'art. 30 de la loi révisée du 30 septembre 2016 sur l'énergie. La date d'entrée en vigueur de cette dérogation n'a pas encore été déterminée. Le délai référendaire n'a pas encore expiré.

Durant l'année sous revue, les vérifications tarifaires ont en particulier porté sur les thèmes suivants :

Évaluation du réseau :

Les principaux problèmes n'ont pas changé par rapport aux années précédentes.

Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a encore identifié des installations dont les valeurs synthétiques n'étaient pas correctement calculées, insuffisamment documentées ou déterminées sur la base d'un très petit nombre d'installations évaluées selon la méthode dite historique. Les valeurs synthétiques doivent être déterminées de manière transparente et vérifiable sur la base des coûts d'acquisition et de construction d'un nombre suffisant d'installations comparables. Autrement, elles risquent de dépasser la valeur d'une installation comparable, ce qui contrevient à l'art. 13, al. 4, OApEl.

Certaines entreprises commencent à amortir leurs installations non pas au moment de la mise en service, mais seulement l'année suivante ou à partir de la comptabilisation définitive dans le système. Cette pratique contrevient à l'art. 13, al. 2, OApEl, en vertu duquel les installations doivent être amorties de façon linéaire sur toute leur durée de vie, jusqu'à la valeur zéro. Tout retard dans l'amortissement d'une installation augmente de manière illicite la valeur résiduelle de cette dernière et par là les intérêts calculés.

Coûts d'exploitation :

Comme les années précédentes, la plupart des corrections imposées par l'ElCom ont

porté sur l'imputation des coûts et sur la clé de répartition des coûts par secteur.

En vertu de l'art. 15, al. 1, LApEl, les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Les coûts qui ne remplissent pas ces conditions ne sont pas imputables. C'est le cas notamment des coûts de marketing, de sponsoring et de diverses autres activités externes au réseau telles que l'éclairage public ou les tâches administratives liées à d'autres domaines d'affaires.

Concernant la clé de répartition des coûts par secteur, il a de nouveau été observé que la rémunération pour l'utilisation du réseau était grevée de frais généraux trop élevés. En outre, certains gestionnaires de réseau choisissent des clés de répartition qui contrairement à l'art. 7, al. 5, OApEl ne respectent pas le principe de causalité ou ne sont ni pertinentes ni vérifiables.

En outre, la fixation du prix de l'énergie de compensation des pertes 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 dans son propre réseau un bénéfice qui dépasse la rémunération du capital investi. Tandis que les gestionnaires de réseau revendiquent un bénéfice calculé

de diverses façons, l'ElCom accepte pour sa part au maximum une rémunération du capital investi conforme à l'art. 15, LApEl en relation avec l'art. 13, OApEl. Le montant des coûts imputables et du bénéfice admis doit être indépendant de toute subdivision de l'entreprise en différentes unités organisationnelles et de la facturation interne qui en résulte.

Coûts de l'énergie :

L'ElCom avait suspendu toutes les procédures relatives à l'énergie en raison d'un arrêt du Tribunal administratif fédéral, celles-ci ont pu être relancées suite à l'arrête du Tribunal fédéral dans l'affaire CKW au cours de l'été de 2016. Toutefois, en raison de la situation juridique incertaine, aucune procédure concernant la mé-

thode basée sur le prix moyen n'a été menée au cours de l'exercice et l'ElCom s'est limitée à appliquer la règle des 95 francs dans le cadre du contrôle de la comptabilité analytique.

Droits et obligations découlant des contrats de concession :

En outre, deux procédures sont en cours à l'ElCom concernant les droits et obligations découlant des contrats de concession en lien avec le versement d'une rémunération pour l'utilisation du réseau. Dans une décision incidente, l'ElCom a indiqué qu'elle examine au préalable les questions relatives au droit des concessions si cela est nécessaire dans le cadre d'une demande et si aucune condition spéciale ne prévaut et qu'aucun savoir spécifique n'est requis.

4.7 Jurisprudence

Au cours de l'année sous revue, les tribunaux n'ont rendu aucun jugement sur les vérifications tarifaires ni sur l'accès au réseau.

4.8 Régulation Sunshine

La régulation Sunshine vise, à l'aide d'un processus de comparaison transparent et standardisé, à assurer une meilleure image de la qualité, des coûts et de l'efficacité des gestionnaires de réseau. En 2016, l'ElCom a décidé d'introduire définitivement cette forme de régulation, en complément à la procédure actuelle de vérification des tarifs. Des indicateurs choisis dans les domaines de la qualité de l'approvisionnement et des services ainsi que des coûts et des tarifs mesurent les qualités, les coûts et l'efficacité de la fourniture de prestations de chaque fournisseur. Les indicateurs de conformité montrent également le respect des délais prescrits par la loi et des prescriptions réglementaires. Cette

comparaison directe des gestionnaires de réseau doit les inciter à corriger leurs éventuels points faibles, sans que le régulateur ne doive intervenir. Pour cette analyse, les gestionnaires de réseau sont regroupés en fonction de leurs similitudes structurelles.

Les travaux liés à la régulation Sunshine ont occupé l'ElCom tout au long de l'année. Un sujet important a été la création d'une base juridique dans le cadre de la révision de la LApEl pour permettre la publication des résultats. Pour calculer les indicateurs, l'ElCom utilise les données fournies chaque année par les gestionnaires de réseau dans le cadre de la comptabilité analytique et des

enquêtes sur la qualité de l’approvisionnement. Elle fait également appel à des données de l’Office fédéral de la statistique (OFS) qui sont accessibles au public. Ainsi, la régulation Sunshine n’induit pratiquement aucune charge administrative supplémentaire pour les gestionnaires de réseau. Les premiers mois de l’année sous revue ont avant tout été consacrés à la constitution des groupes de comparaison et au calcul des indicateurs. L’ElCom a ainsi réparti les quelque 650 gestionnaires de réseau en huit groupes, en fonction de données topographiques (densité d’urbanisation) et de la quantité d’énergie soutirée par les consommateurs finaux (densité énergétique). Elle a en outre calculé les indicateurs nécessaires à la troisième phase de tests. Au printemps, les résultats individuels ont été envoyés aux gestionnaires, échelonnés par langue. Comme les années précédentes, les

résultats comparatifs n’ont été envoyés qu’aux gestionnaires de réseau concernés. Par rapport aux deux phases précédentes, un indicateur concernant la règle des 95 francs a été introduit. Cette règle a été mise au point par l’ElCom afin de permettre de manière simple une évaluation des coûts adéquats (bénéfice inclus) encourus par les gestionnaires de réseau pour vendre l’énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base.

Comme les années précédentes, de nombreux documents explicatifs sur la régulation Sunshine ont été publiés sur Internet. Ces publications s’adressent en premier lieu aux gestionnaires de réseau concernés. En automne 2017, l’ElCom a également publié à l’intention du public intéressé un rapport complet décrivant en détail les objectifs et le fonctionnement de la régulation Sunshine.

4.9 Système de mesure

En 2017, l’ElCom a traité deux aspects du système de mesure. Un aspect consistait à savoir si un producteur est libre de choisir son prestataire de services de mesure et donc s’il y a concurrence dans ce domaine. D’autre part, l’ElCom a enquêté sur le montant des coûts de mesure.

Dans son arrêt 2C_1142/2016 du 14 juillet 2017, le Tribunal fédéral a conclu que le choix du prestataire de services de mesure pour les fournisseurs ayant une capacité de raccordement de plus de 30 kVA était protégé par la liberté économique, parce que la production, l’achat et la vente d’électricité relèvent fondamentalement du secteur privé et donc de la liberté économique. Il existe un monopole de fait pour le réseau électrique. Avec l’obligation

de raccordement pour les consommateurs finaux libres et les producteurs et l’obligation d’accorder l’accès au réseau, la LApEl crée les conditions de fonctionnement du marché de l’électricité. Le gestionnaire de réseau dispose d’un droit exclusif légal d’exploiter le réseau sur son territoire ; pour le reste, la liberté économique s’applique. Il est donc déterminant que les services de mesure fassent ou non partie de l’exploitation du réseau. Le fait que certains consommateurs finaux et producteurs (et non les gestionnaires de réseau) doivent être équipés d’une mesure de la courbe de charge indique que ces mesures relèvent de leur responsabilité. Ils doivent en supporter les coûts. Le point de mesure appartient en outre à l’installation photovoltaïque et non

au réseau. Dans le cas des installations de production avec mesure de la courbe de charge, il incombe au producteur et non au gestionnaire de réseau de communiquer à Swissgrid les données de production pour l'établissement des garanties d'origine. Selon le Tribunal fédéral, les mesures de facturation pour les installations de production dont la charge connectée est supérieure à 30 kVA ne font donc pas partie de l'exploitation du réseau, mais relèvent de la responsabilité du producteur. Toutefois, les collectes et transmissions correctes des données sont essentielles au fonctionnement du réseau et du marché de l'électricité et doivent donc répondre à certaines exigences. Par conséquent, l'accès au réseau d'un producteur peut être refusé si le prestataire de services de mesure qu'il a mandaté mettrait en danger l'exploitation sûre du réseau par des mesures incorrectes. La plainte a été approuvée et renvoyée à l'ElCom pour clarification : l'exploitation sûre du réseau Repower serait-elle compromise si elle était confiée à un tiers ? L'ElCom a repris la procédure d'examen de cette question.

Le jugement n'est explicite que sur les services de mesure pour les producteurs produisant plus de 30 kVA. L'ElCom examinera sur demande si les consommateurs finaux et les producteurs de moins de 30 kVA peuvent également choisir leur fournisseur de services de mesure.

En raison des procédures déjà engagées et du nombre encore élevé de plaintes concernant les tarifs de mesure élevés, l'ElCom a décidé d'étudier davantage les coûts de mesure en Suisse. L'enquête, qui a été réalisée entre début mai et fin octobre 2017, vise à fournir une vue d'ensemble de l'équipement de mesure installé et des coûts totaux de mesure. Dans la

première partie, les quantités effectives des systèmes de mesure et les coûts totaux de mesure ont été enregistrés. Dans la deuxième partie, les tarifs et les coûts des mesures de la courbe de charge avec relevé à distance conformément à l'art. 8, al. 5, OApEl ont été collectés. Environ 92 % des gestionnaires de réseaux contactés ont rendu un formulaire dûment rempli. Les premiers résultats montrent que la majorité des gestionnaires de réseau jugent suffisants les 600 francs mentionnés précédemment par l'ElCom pour la mesure de la courbe de charge en basse tension, mais que certains gestionnaires continuent de faire valoir des coûts beaucoup plus élevés. En outre, les tarifs de mesure s'écartent souvent considérablement des coûts déclarés. Les données soumises seront évaluées plus en détail d'ici le printemps 2018 et publiées dans un rapport.

Le 21 mai 2017, le peuple a accepté la révision de la loi sur l'énergie dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. En annexe, les dispositions de la LApEl ont été modifiées, en particulier en ce qui concerne les mesures. Parallèlement aux ordonnances révisées et adoptées en novembre 2017, ces adaptations sont entrées en vigueur le 1er janvier 2018. D'emblée avant l'entrée en vigueur, le législateur a adapté une nouvelle fois quelques dispositions concernant le système de mesure dans le cadre de la Stratégie Réseaux électriques (Loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques [modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité] du 15 novembre 2017, publiée dans la Feuille fédérale 2017, p. 7485 ss). La date d'entrée en vigueur de ces adaptations n'a pas encore été déterminée. Le délai référendaire n'a pas encore expiré.

4.10 RPC, rétribution unique et tarifs de reprise

Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu au total 18 décisions relatives à la rétribution unique (RU) et à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), aux appels d'offres concurrentiels et aux tarifs de reprise de l'électricité.

RPC et rétribution unique

Dans trois procédures RPC, la question se posait de savoir si Swissgrid SA était en droit de fixer pour 2016 le prix du marché pour des installations considérablement agrandies ou rénovées et de récupérer le RPC. Les installations n'avaient pas atteint la production minimale requise. L'ElCom a décidé, entre autres, que la période pour déterminer si la production minimale requise a été atteinte s'étendrait sur toute l'année civile. Un recours contre cette décision a été déposé auprès du Tribunal administratif fédéral.

Dans un cas, le destinataire du paiement de la RU était controversé, car la personne qui avait enregistré l'installation photovoltaïque auprès de Swissgrid SA ne correspondait pas à la personne l'exploitant au moment du paiement de la RU. Selon l'ElCom, la personne qui a effectivement investi dans la construction de l'installation et qui a payé les factures correspondantes a droit à la RU en tant qu'aide à l'investissement. Il s'agissait en l'occurrence de la personne qui s'était annoncée. La propriété civile de l'installation photovoltaïque n'est pas déterminante. Cette décision a fait l'objet d'un recours au Tribunal administratif fédéral.

L'ElCom a également traité cinq cas englobant onze projets RPC au total et portant sur la question de savoir si une décision de RPC positive

peut être transférée à un projet RPC situé sur un autre site. L'ElCom a émis une décision pilote à ce sujet. Elle y indique que rien légalement justifie le droit à un tel transfert. Cette décision pilote a été attaquée devant le Tribunal administratif fédéral.

Dans deux autres cas, l'ElCom a confirmé la révocation de la décision RPC et n'a pas accordé une nouvelle prolongation du délai pour la notification d'avancement du projet. Si le projet n'est pas suffisamment mûr au moment de la notification, le retard ira à la charge du requérant. Dans l'un de ces cas, la décision de l'ElCom a fait l'objet d'un recours devant le Tribunal administratif fédéral. L'ElCom a également déclaré que quatre recours tardifs étaient irrecevables. Il s'agissait de rejets de demandes de prolongation du délai pour la notification d'avancement du projet.

Fin 2017, l'ElCom a reçu environ 200 recours contre des décisions de Swissgrid ; Swissgrid entendait réduire le taux de la rétribution de l'injection à prix coûtant en adaptant le taux plus élevé pour les installations photovoltaïques intégrées au taux plus bas pour les installations ajoutées.

Le Tribunal administratif fédéral a classé une installation photovoltaïque comme installation ajoutée ; bien qu'elle réponde aux critères d'une installation intégrée conformément à une ancienne directive de l'OFEN, elle n'était pas conforme aux dispositions de l'OEnE (A-195/2016). Comme l'exploitant de l'installation se fiait à l'exactitude de la directive de

l'OFEN et que l'installation avait été construite conformément à la directive, le fonds RPC a dû lui verser une compensation pour les coûts supplémentaires (travaux de plomberie). L'ElCom a pu ensuite reprendre treize procédures suspendues pour déterminer la rémunération des travaux supplémentaires. Selon un autre arrêt du Tribunal administratif fédéral, cette rémunération ne peut pas être fixée forfaitairement à 150 francs par kWc installé, mais doit être calculée sur la base des travaux effectivement réalisés (A-4809/2016).

Dans une autre affaire, le Tribunal administratif fédéral a reconnu comme installation intégrée une installation photovoltaïque que l'ElCom avait classée comme apparement intégrée. Le recours introduit par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) auprès du Tribunal fédéral à ce propos était encore pendant à la fin de l'année sous revue.

Le 21 juin 2017, le Tribunal fédéral a décidé que les décisions RPC de Swissgrid sont des décisions de première instance (1C_532/2016). Par conséquent, l'ElCom n'est plus la première instance dans ce domaine.

Tarifs de reprise

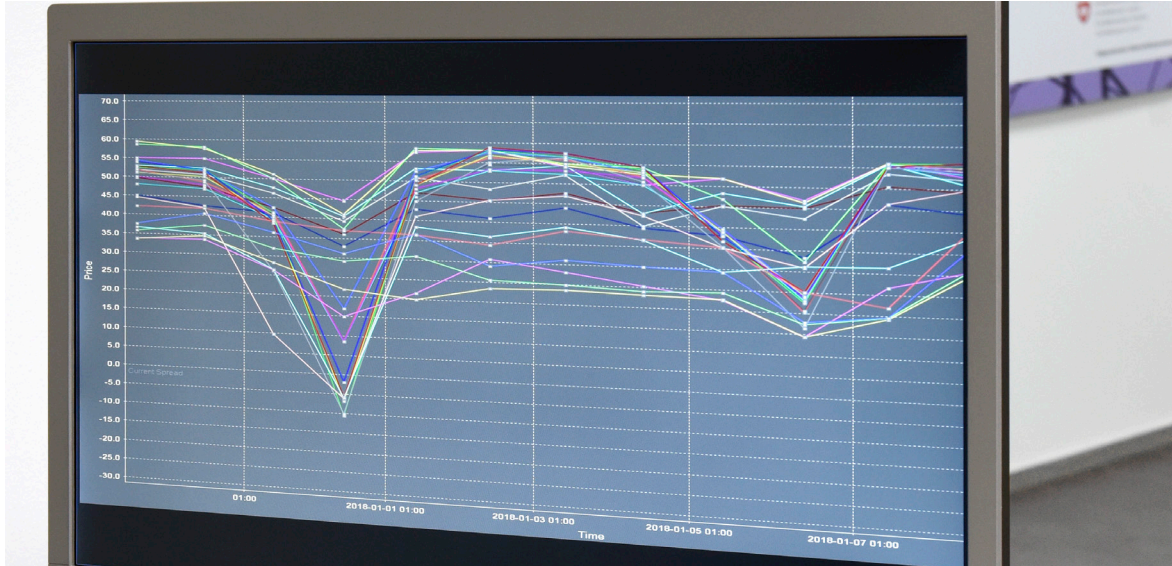
Dans une autre procédure, le tarif de reprise pour l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables a été contesté. La requérante estimait que la méthode utilisée par l'ElCom

pour la première fois au cours de l'année précédente pour déterminer le tarif de reprise ne tenait pas compte d'aspects importants. En particulier, les considérations sur l'équivalence de l'énergie, sur la production propre du gestionnaire de réseau, sur les coûts en amont et sur les changements prévisibles de la législation n'ont pas été suffisamment prises en compte. Dans sa décision, l'ElCom a finalement confirmé la pratique de l'année précédente, selon laquelle le tarif de reprise est basé sur les coûts d'acquisition de l'électricité grise auprès de tiers.

Perspectives : nouvelle loi sur l'énergie

En vertu de la nouvelle loi sur l'énergie, les litiges concernant la rétribution à prix coûtant et la rémunération unique ainsi que d'autres mesures de soutien peuvent être soumis à Pronovo SA avant de recourir, par la suite, au Tribunal administratif fédéral. En cas de contestation d'un appel d'offres, l'OFEN a le pouvoir de décider ; ensuite un recours peut être déposé devant le Tribunal administratif fédéral. L'ElCom n'est plus compétente pour ces litiges. En revanche, l'ElCom reste compétente pour l'évaluation du tarif de reprise. Elle reste également compétente lors de litiges entre les gestionnaires de réseau et leurs propres consommateurs. Les litiges entre propriétaires fonciers ainsi que ceux entre propriétaires fonciers et leurs locataires ou fermiers relèvent de tribunaux civils.

5 Surveillance du marché



En 2017, la section Surveillance du marché de l'ElCom a enregistré plus de 2,3 millions de notifications concernant les données fondamentales.

5.1 La transparence sur le marché de gros de l'électricité

Pour la section Surveillance du marché, l'année 2017 a rimé avec exploitation opérationnelle et consolidation. Dans ce contexte, plusieurs processus ont été évalués et documentés, qu'il s'agisse de tous les processus internes ou des processus impliquant des acteurs externes et des fournisseurs de données (RRMs – Registered Reporting Mechanisms).

En parallèle, l'ElCom a amélioré les fonctionnalités du système de monitoring du marché (Market Monitoring System), mettant surtout l'accent sur une présentation graphique des données de transaction combinées avec les données fondamentales. Au moment d'analyser les données de transaction, il faut représenter de manière intelligible un grand nombre de données fondamentales disponibles à ce moment ou pour cette période, afin de pouvoir enregistrer rapidement autant d'informations que possible.

L'outil d'enregistrement spécifique à l'ElCom et fonctionnant depuis 2015 a également nécessité quelques adaptations, qui ont surtout contribué à améliorer la convivialité de certaines fonctionnalités.

Dans le cadre des processus de monitoring du marché, il a été possible d'analyser plus en détail un comportement sur le marché particulier. Sur la base des informations existantes et disponibles, il a été possible de déterminer les raisons d'incidents laissant supposer des manipulations du marché. De même des incidents liés au négoce ont été examinés sur la base d'informations fournies par des initiés. Les cas relevés par l'ElCom durant cette première année de monitoring actif du marché et concernant des comportements particuliers ont été discutés avec les acteurs du marché concernés, afin d'éviter à l'avenir tout comportement perturbant le marché.

La qualité des données a été au cœur d'un atelier organisé en mai 2017 et destiné aux acteurs du marché et aux fournisseurs de données. L'objectif de l'atelier était de définir des mesures avec les acteurs présents afin d'améliorer la qualité des données fournies, l'accent étant mis sur le double reporting récurrent et sur les possibilités de l'éviter. Seule une uniformisation de la communication des données permet d'améliorer la qualité et de réaliser un monitoring du marché global et pertinent.

La coordination avec les autorités de régulation en charge de la surveillance du marché dans les pays voisins fonctionne très bien et a

pu être intensifiée. Des rencontres bilatérales sont organisées si nécessaire afin d'échanger des expériences concernant les méthodes utilisées. Des séances de coordination avec la FINMA ont aussi eu lieu dans ce contexte.

Durant cette première année de fonctionnement à plein régime du système de monitoring du marché, la section Surveillance du marché a accumulé un énorme savoir-faire concernant les comportements sur le marché, les processus que connaît ce dernier et les évolutions des prix. Toutes ces connaissances sont précieuses lorsque l'ECom doit se prononcer sur la conception du marché et sur les futurs développements que connaîtra le marché suisse.

5.2 Section Surveillance du marché – les chiffres de 2017

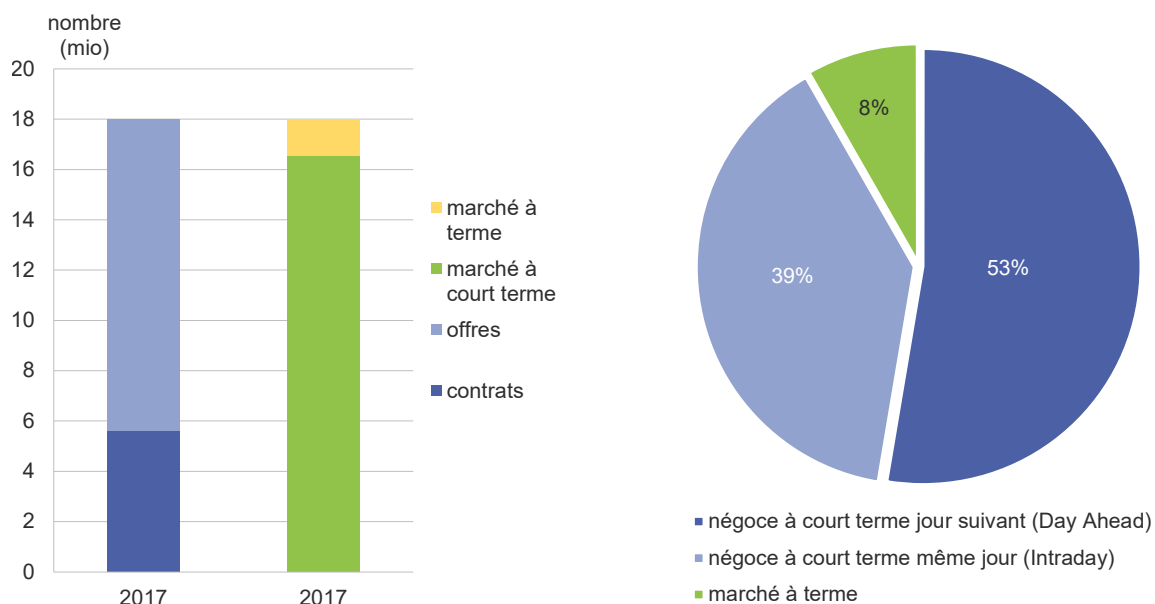


Figure 18 : Contrats standard pour 2017. À gauche : répartitions des offres /contrats et marché à court terme et à terme en 2017, à droite : répartition en 2017 négoce à court terme jour suivant/ négoce à court terme même jour/marché à terme

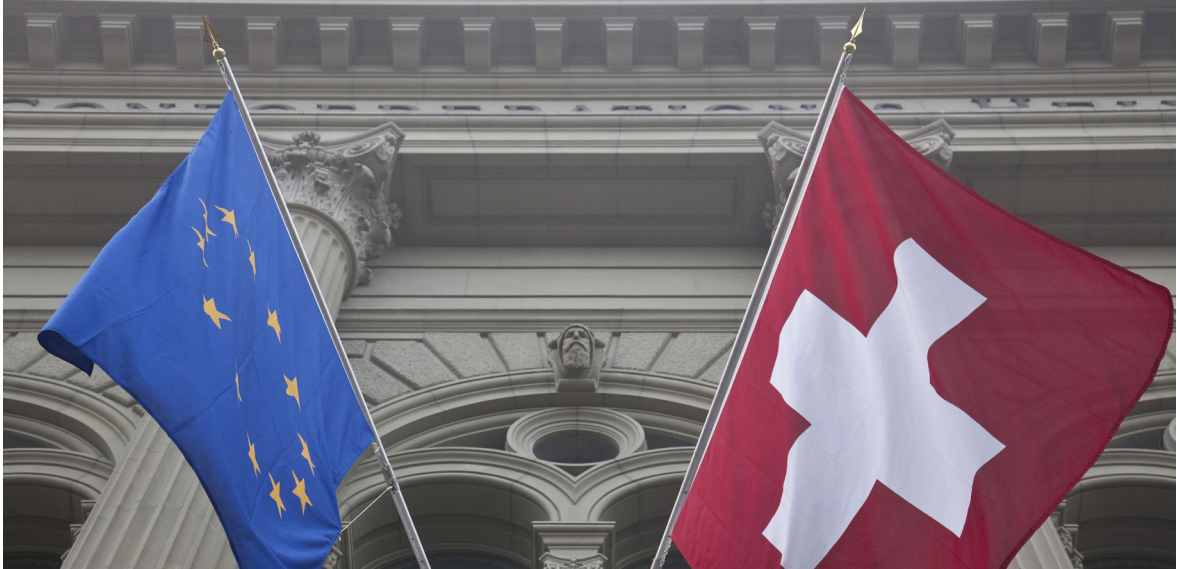
Le nombre des contrats standard rapportés a nettement augmenté en 2017. Au total presque 18 millions de transactions (offres et contrats) ont été enregistrés, soit une augmentation de 30 % des transactions en lien avec le marché de l'énergie par rapport à 2016. Le rapport entre les offres et les contrats est de 2:1. Plus de 90 % des transactions concernaient le marché spot. Les futures et forwards représentent donc moins de 10 %. Les contrats dits non standardisés sont quasiment l'exception par rapport aux contrats standard, représentant en 2017, seulement 3500 notifications.

Outre les informations concernant les transactions en lien avec le marché de l'énergie, des données fondamentales ont également été enregistrées. Elles concernent avant tout l'injection d'énergie électrique produite par différents types de centrales (nucléaire, char-

bon, gaz, hydraulique, éolien, solaire, biomasse). Les capacités d'importation et d'exportation aux frontières, les niveaux de remplissage des lacs d'accumulation ainsi que les coupures planifiées ou non des centrales sont également enregistrés dans le système de monitoring du marché. Au total en 2017, plus de 2,3 millions de notifications concernaient les données fondamentales.

Le nombre croissant de transactions rapportées en lien avec le marché de l'énergie ainsi que l'intégration accrue des données fondamentales dans le système de monitoring du marché améliorent les bases pour la surveillance du marché et permettent d'analyser de manière étayée l'évolution du marché. Cela est indispensable pour disposer d'un monitoring du marché de l'électricité efficace et efficient, qui est une des tâches majeures de la section Surveillance du marché.

6 Affaires internationales



Un accord sur l'électricité passé avec l'UE serait souhaitable pour la Suisse, dans la perspective de la sécurité de l'approvisionnement.

6.1 Gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé aux réseaux des pays limitrophes par de nombreux points d'interconnexion. Les capacités de ces lignes transfrontalières constituent un paramètre essentiel de la sécurité du réseau, si bien qu'elles sont soumises à des restrictions et que les négociants d'électricité doivent les acquérir explicitement par le biais d'enchères. Ce mode d'attribution des capacités des lignes transfrontalières est appelé gestion des congestions.

En Suisse, la base légale régissant la mise aux enchères de ces capacités est l'art. 17, al. 1, LApEI. La législation sur l'approvisionnement en électricité prévoit tout de même des dérogations à l'attribution des capacités axée sur le marché (enchères). En vertu de l'art. 17, al. 2, LApEI, les livraisons reposant sur des contrats d'achat et de fourniture internationaux conclus avant le 31 octobre 2002 sont exemptées d'enchères et donc prioritaires. Il en va de même de la fourniture d'électricité aux con-

sommateurs finaux en approvisionnement de base et de la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables (art. 17, al. 2, en relation avec art. 13, al. 3, LApEI [état 01.01.2017]).

En 2014, un fournisseur d'énergie a demandé une priorité pour la fourniture d'électricité à des consommateurs finaux en approvisionnement de base. L'ElCom ne l'a pas accordée. Dans son arrêt du 6 novembre 2017, le Tribunal fédéral a maintenant rejeté le recours du gestionnaire de réseau. Il a conclu que la priorité sur le réseau de transport pour la fourniture à des consommateurs finaux en approvisionnement de base ne devait être accordée qu'à certaines conditions (2C_632/2016). Le gestionnaire de réseau doit prouver que, sans importations, il n'est pas en mesure de remplir ses obligations légales de fourniture et qu'il n'a pas annoncé simultanément des fournitures à des tiers à l'étranger. Or, le gestionnaire de réseau n'avait pas fourni cette preuve.

L'entrée en vigueur de la modification de la loi le 1er octobre 2017 a entraîné la suppression des priorités qui sont applicables à la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux sous le régime de l'approvisionnement de base et à la fourniture d'électricité provenant d'énergies renouvelables. Les fournitures reposant sur des contrats d'achat et de

fourniture internationaux conclus avant le 31 octobre 2002 conservent la priorité accordée. La fourniture d'énergie provenant de centrales frontalières a également la priorité dans la mesure où le transport transfrontalier d'électricité est nécessaire pour garantir les quotas respectifs de souveraineté qui reviennent aux pays limitrophes.

6.2 Centrales frontalières

Pas moins de 30 centrales hydrauliques sont situées le long de la frontière suisse, où elles produisent de l'électricité à partir de cours d'eau frontaliers. Souvent dans ces centrales, des accords bilatéraux conclus de longue date entre la Suisse et les pays voisins règlent la répartition de l'énergie entre les États. Pour certaines d'entre elles, la répartition des quantités convenues contractuellement se fait à travers le réseau de transport transfrontalier. En cas de congestions, les capacités sur le réseau de transport transfrontalier sont attribuées selon des procédures axées sur les règles du marché, sous la forme de mises aux enchères. Toutefois des exceptions sont prévues pour quelques centrales qui sont dépendantes du réseau de transport transfrontalier sujet à congestion. Ces centrales obtiennent la capacité transfrontalière nécessaire, gratuitement et en dérogation au principe d'acquisition par enchères (priorités).

En 2015, l'ElCom a vérifié la légalité de ces priorités compte tenu des conditions-cadres techniques et juridiques, et a rendu cinq décisions. L'une d'entre elles est entretemps entrée en vigueur, tandis que les quatre autres ont été portées par les exploitants devant le Tribunal administratif fédéral. En 2016, ce dernier a renvoyé deux de ces décisions à l'ElCom, à la suite de quoi elles ont été cont-

estées et portées devant le Tribunal fédéral (TF). En rendant son arrêt le 6 novembre 2017, le TF a rejeté les recours formulés contre les arrêts du Tribunal administratif fédéral (2C_390/2016 et 2C_391/2016). Ainsi, dans ces deux cas et compte tenu des décisions des tribunaux, l'ElCom a rendu une nouvelle décision pour garantir une priorité.

Pour l'essentiel, le TF a déclaré qu'une priorité peut être garantie uniquement à condition qu'il y ait une congestion et qu'un ordre de priorités existe. Une priorité doit donc être accordée indépendamment des nécessités techniques ou d'exploitation. Étant donné que les deux centrales frontalières concernées fournissent des deux côtés de la frontière de l'électricité provenant de sources renouvelables – ce qui correspond à un ordre de priorités, selon la législation sur l'approvisionnement en électricité –, elles ont droit à une priorité.

Jusque fin 2014, un accord de coopération existait entre Swissgrid et les propriétaires allemands du réseau de transport, qui incluait également dans le réseau de transport transfrontalier les priorités prévues par le droit suisse. Cet accord a été résilié fin 2014 par les gestionnaires allemands du réseau de transport. Le nouvel accord de coopération, en vigueur depuis le 1er janvier 2015, ne règle pas les priorités. Les

gestionnaires allemands considèrent que l'octroi de priorité viole tant le droit européen que le droit allemand. Dans ce contexte, la question s'est posée pour le TF de savoir dans quelle mesure il est possible de mettre en œuvre les priorités accordées selon le droit suisse.

Le TF a considéré qu'il est pratiquement impossible d'octroyer des priorités sans coopérer avec les gestionnaires allemands du réseau de transport. L'obligation d'accorder des priorités est donc devenue objectivement impossible. Swissgrid est toutefois tenue de fournir

des dommages-intérêts uniquement si elle porte une part de responsabilité dans le refus des propriétaires allemands du réseau de transport de conclure un contrat qui respecte les priorités. Dans le cadre de la nouvelle décision, l'ElCom doit donc évaluer la part de responsabilité de Swissgrid et une éventuelle obligation de réparer un dommage.

Une requête en octroi de priorité pour la fourniture transfrontalière d'énergie, déposée par une centrale frontalière, est encore en cours à l'ElCom.

6.3 Merchant lines

Les lignes marchandes (« Merchant Lines ») sont des lignes du réseau de transport transfrontalier sur lesquelles, en vertu d'une réglementation dérogatoire, aucun accès au réseau ne doit être accordé à des tiers. La capacité de ces lignes est certes assurée par les gestionnaires de réseau, mais leur utilisation revient à l'investisseur. Celui-ci 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. Les exceptions accordées sont limitées dans le temps. À l'échéance du délai, la ligne de-

vient propriété de la société nationale du réseau de transport.

Actuellement, la Suisse possède deux lignes marchandes à la frontière italienne. L'ElCom a été appelée à réévaluer le volume de capacité exempté de l'accès non discriminatoire pour ces deux lignes. Une procédure vient d'être clôturée. En ce qui concerne l'autre procédure, l'arrêt du TAF n'a pas encore été rendu. Dans une décision incidente rendue au cours de l'année sous revue, le TAF a dans un premier temps examiné le statut de partie d'un gestionnaire de réseau, statut qu'il a nié.

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 du réseau de transport,

de même que pour le maintien et l'extension de ce dernier (art. 17, al. 5, LApEl). Swissgrid soumet à l'ElCom la demande quant à l'utilisation souhaitée. L'ElCom statue sur l'utilisation des produits des enchères (art 22, al. 2, let. c, LApEl). De 2009 à 2012, près de 40 millions de francs ont été versés chaque année pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport. S'agissant des produits des enchères,

res de 2013, il était prévu qu'ils soient affectés en majeure partie au maintien et à l'extension de ce réseau. Étant donné toutefois que, ces dernières années, les investissements dans le réseau de transport n'ont pas pu être réalisés dans l'ampleur initialement prévue, et compte tenu des conséquences financières de décisions judiciaires, Swissgrid a proposé que les produits des années 2014, 2015, 2016 et maintenant aussi 2013 soient intégralement utilisés pour réduire les tarifs du réseau.

Au cours de l'année sous revue, Swissgrid et l'ElCom ont ajusté le calendrier lié aux demandes d'utilisation des produits des enchères

concernant la tarification. Il en a résulté que Swissgrid a déposé durant cette période une demande concernant l'utilisation des produits des enchères pour 2017, et une autre pour 2018. Il a été demandé que les produits des enchères de 2017 et de 2018 soient utilisés pour réduire les coûts imputables. L'ElCom a rendu une décision sur l'utilisation des produits des enchères allant dans le sens de la demande. En particulier, elle a rappelé à Swissgrid qu'elle exigerait à l'avenir que les demandes d'utilisation des produits des enchères soient effectuées en tenant compte de tous les modes d'utilisation prévus à l'art. 17, al. 5, LApEl.

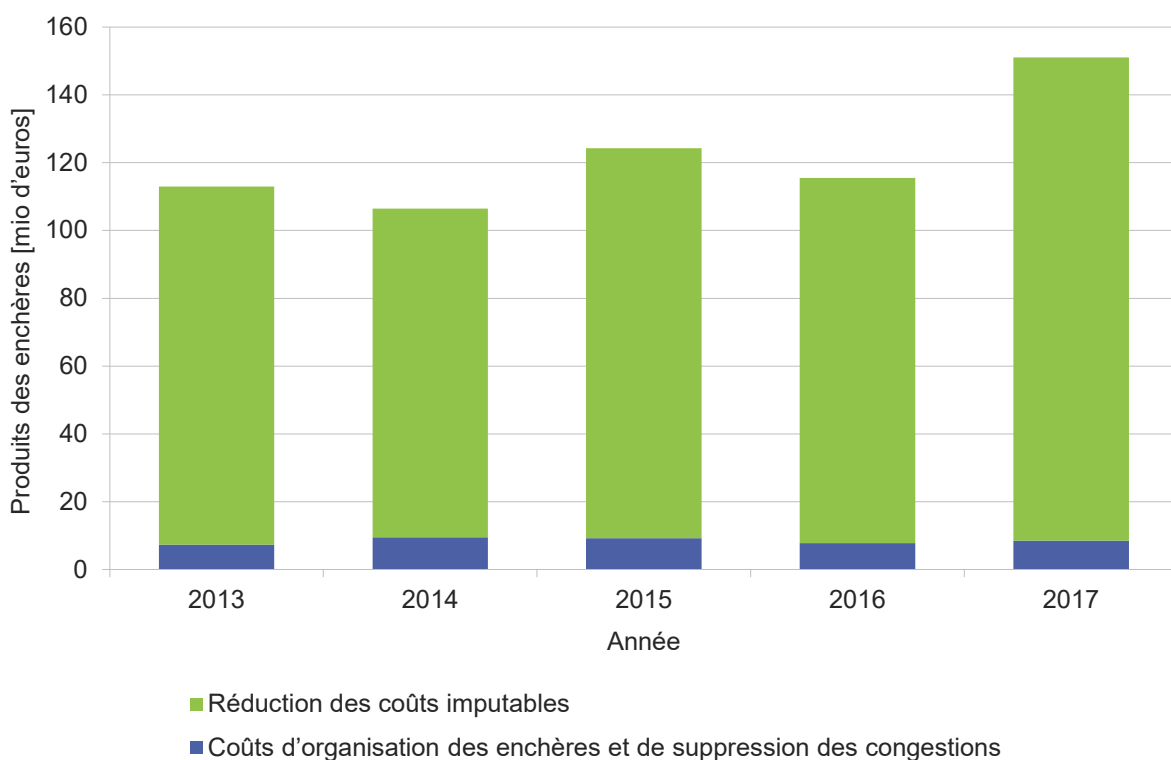


Figure 19 : Utilisation des produits des enchères de 2013 à 2017

La figure 19 indique la façon dont les produits des enchères ont été utilisés entre 2013 et 2017. Les valeurs 2017 sont prévisionnelles,

car le décompte définitif n'était pas encore disponible à la clôture de la rédaction.

6.5 Plates-formes internationales pour l'énergie de réglage

L'offre et la demande d'électricité doivent toujours être égales. De brefs écarts se produisent néanmoins chaque jour, par exemple en raison d'imprécisions dans les prévisions de consommation, de défaillances d'installations de production ou d'une production éolienne d'une ampleur inattendue. Ces écarts doivent être compensés dans les plus brefs délais, ce qui se fait au moyen de l'énergie de réglage. En Suisse, cette compensation est effectuée par Swissgrid dans le cadre d'un processus à trois niveaux (énergie et puissance de réglage primaires, secondaires et tertiaires).

La compensation se fait tout d'abord sur le marché national en priorisant les énergies renouvelables. Swissgrid acquiert toutefois aussi de l'énergie de réglage au niveau international : l'objectif principal est de garantir la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse, dont la solidité peut être accrue par la coopération transfrontalière, puisque cette dernière permet à davantage de fournisseurs de différentes régions d'apporter leur contribution à la stabilisation du réseau suisse. Une telle coopération a en outre des effets positifs sur les prix. En sa qualité de régulateur, l'ElCom participe à la surveillance de ces projets internationaux.

Dans les pays voisins, la législation européenne harmonise davantage l'acquisition et l'utilisation de l'énergie de réglage. L'énergie de réglage secondaire et tertiaire acquise est

alors principalement convertie en produits énergétiques standardisés. Il en résulte des effets de synergie considérables entre les pays concernés. La stabilisation du réseau en ressort plus flexible et plus solide. C'est l'une des conditions pour une plus grande pénétration des énergies renouvelables sur le marché. Dans l'ensemble, on assiste à l'émergence d'un marché et d'un négoce complètement nouveaux et globaux. Cela influencera également le réseau suisse et la sécurité d'approvisionnement, étant donné que les réseaux ne peuvent pas être si facilement découplés électriquement les uns des autres.

L'UE prévoit la participation de la Suisse aux plates-formes énergétiques d'équilibrage en cas de risques pour la sécurité, mais cette question est encore à l'étude. D'ici là, l'ElCom continuera à participer aux projets pertinents pour l'énergie secondaire et tertiaire (MARI, PICASSO et TERRE). Si la Suisse est exclue des plates-formes, des flux d'électricité non planifiés et dangereux en raison de leur brusque apparition à travers le réseau de transport suisse représentent une menace et pourraient mettre en danger la sécurité d'approvisionnement du pays et de l'ensemble de la région. Si la participation ne se concrétise pas et que la Suisse est exclue de ces projets, l'ElCom prendra des mesures pour maintenir la sécurité des réseaux suisses. La participation à l'échange de puissance de réglage primaire (projet FCR) n'est pas affectée.

Secteur énergie de réglage	Désignation internationale	Nom du projet	Participation de Swissgrid
Puissance de réglage primaire	FCR Frequency Containment Reserve	FCR	100 %
Energie de réglage secondaire - système de contrôle du réseau	IN Imbalance Netting	IN / IGCC	arrive à échéance (participation jusqu'à l'entrée en vigueur des projets FRR)
Energie de réglage secondaire activée automatiquement	aFRR Automatically Activated Frequency Restoration Reserve	PICASSO	menacée
Energie de réglage secondaire activée manuellement	mFRR Manually Activated Frequency Restoration Reserve	MARI	menacée
Energie de réglage tertiaire	RR Replacement Reserve	TERRE	menacée

Tableau 7 : Participation de la Suisse aux grands projets internationaux en matière d'énergie de réglage

6.6 Instances internationales

Fin novembre 2016, la Commission européenne a présenté un ensemble complet de mesures en matière de politique énergétique intitulé « Une énergie propre pour tous les Européens ». Les révisions de lois, qui portent notamment sur l'efficacité énergétique et la conception du marché de l'électricité, ont suscité de vives discussions. Elles devraient s'achever en 2018. Conformément à l'Accord de Paris sur le climat, ces révisions accélèrent l'intégration du marché européen de l'énergie et renforcent le recours aux énergies renouvelables.

ACER, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie et l'un des moteurs du marché intérieur européen de l'électricité (et du gaz), pourrait gagner en influence. L'EICom a

le statut d'observatrice au sein du « ACER Electricity Working Group » et de ses sous-groupes et fait valoir ses positions et les intérêts de la Suisse. Notre pays est particulièrement touché par les flux d'électricité non planifiés en provenance des pays voisins.

D'autres pays sont également touchés, comme le montre le rapport de surveillance de l'ACER publié en octobre 2017 (Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2016). Dans ce rapport, l'ACER souligne les pertes économiques subies par les pays d'Europe centrale, y compris la Suisse, faute d'intégration du marché, et recommande une meilleure utilisation du système électrique interconnecté dans toute l'Europe.

En raison du Brexit, Garrett Blaney, commissaire de l'Autorité nationale de régulation irlandaise, a succédé à Lord Mogg en tant que président de l'ACER et du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) au début du mois de novembre. Bien qu'une séparation des deux fonctions ait été proposée, il a été décidé de maintenir la présidence conjointe des deux institutions en une seule personne. Le directeur de l'ACER démissionnera en septembre 2018. Le processus de sélection pour la relève a été amorcé l'été dernier.

L'ElCom suit les activités du CEER, en tant qu'observatrice, de même que les activités du Réseau OCDE des régulateurs économiques (NER). Elle a participé au Forum européen pour la régulation de l'électricité (« Forum de Florence »), qui s'est réuni une fois en 2017. A la demande de l'OFEN, elle a également participé à l'examen de la politique énergétique suisse par l'Agence internationale de l'énergie (AIE). En revanche, l'ElCom s'est retirée de la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER) au 31 décembre 2017.

7 Perspectives

L'adéquation - en tant qu'élément fondamental de la sécurité d'approvisionnement - restera d'actualité pour l'ElCom en 2018. L'analyse des calculs qui ont été effectués par Swissgrid pour le compte de l'ElCom pour l'étude d'adéquation 2020 a permis à l'ElCom d'évaluer la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme au cours de l'année sous revue. L'ElCom élargira l'analyse en 2018 et prolongera les calculs jusqu'en 2025. Cette période est révélatrice, car d'ici là une part considérable de l'énergie nucléaire aura cessé d'être produite en Suisse et dans les pays voisins alors que les extensions de réseau pourraient encore faire défaut, en particulier en Allemagne. Les calculs visent à identifier les tendances à moyen et long terme en matière de sécurité d'approvisionnement.

Pour l'ElCom, il importe que les discussions sur la conception du marché et l'approvisionnement pendant les mois d'hiver se poursuivent. Dans ce contexte, des options telles qu'une réserve (énergétique) stratégique ou des mécanismes de capacité valent la peine d'être envisagées et l'ElCom veillera à ce que les avantages et les inconvénients d'éventuelles mises en œuvre soient soigneusement analysés et comparés. L'optimisation de la disponibilité des importations doit rester hautement prioritaire à l'avenir. Il convient donc de poursuivre rapidement l'extension du réseau en Suisse. En ce qui concerne la Stratégie Réseaux électriques, l'ElCom effectuera les préparatifs nécessaires dans son domaine de compétence. L'ElCom exige enfin que les préparatifs nécessaires au niveau de l'organisation pour réaliser des délestages manuels soient lancés.

La Stratégie énergétique 2050 et l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures le 1er janvier 2018 entraînent de nombreux change-

ments dans la législation sur l'électricité. Concrètement, la loi sur l'énergie entièrement révisée, d'autres lois fédérales révisées, de nouvelles ordonnances et plusieurs modifications d'ordonnances (y compris l'OApEl) entreront en vigueur au début de 2018. Les changements particulièrement importants pour l'ElCom concernent le supplément perçu sur le réseau, la promotion des énergies renouvelables, les réglementations concernant la consommation propre ainsi que les tarifs, la rétribution de reprise de l'électricité et le système de mesure. L'ElCom a commencé à temps à examiner les nouvelles dispositions légales et adaptera ses activités de régulation en conséquence.

Début 2017, l'ElCom a écrit à plusieurs gestionnaires de réseau au sujet du respect de la méthode du prix moyen. En raison des délibérations parlementaires sur le sujet en 2017, l'ElCom a temporairement suspendu ses travaux qu'elle reprendra les travaux en 2018, tout en examinant la suite à donner.

L'ElCom suivra également de près les relations entre la Suisse et l'UE dans le secteur de l'électricité. Un accord sur l'électricité serait le bienvenu pour l'industrie suisse de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement. Sans accord, la Suisse pourrait être obligée de prendre des dispositions, par exemple en ce qui concerne les flux d'électricité non planifiés.

L'ElCom et le secrétariat technique vont déménager et travailleront à partir du 8 janvier 2018 dans leurs nouveaux locaux, sis Christoffelgasse 5, 3003 Berne.

8 Commission fédérale de l'électricité (ElCom)



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

La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est chargée 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 d'autorité de surveillance étatique indépendante, elle accompagne le passage d'un approvisionnement en électricité de nature monopolistique à un

marché de l'électricité axé sur la concurrence. Il lui incombe notamment de surveiller les prix de l'électricité pour l'approvisionnement de base. Elle veille également à l'entretien permanent de l'infrastructure de réseau et, au besoin, à son extension afin que la sécurité de l'approvisionnement reste assurée à l'avenir également.

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 : environ 650

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques : niveau de réseau 1 – env. 6'600 km | niveau de réseau 3 – env. 9'000 km | niveau de réseau 5 – env. 44'000 km | niveau de réseau 7 – env. 142'000 km (lignes aériennes et souterraines, y compris raccordements finaux)

Transformateurs : niveau de réseau 2 – 148 | niveau de réseau 4 – 1'142 | niveau de réseau 6 – env. 58'000 (y compris postes transformateurs aériens)

Total de la rémunération pour l'utilisation du réseau : 3,6 milliards de francs

Investissements annuels : environ 1,4 milliard de francs

Consommation annuelle d'électricité : 58 TWh

Production : 62 TWh

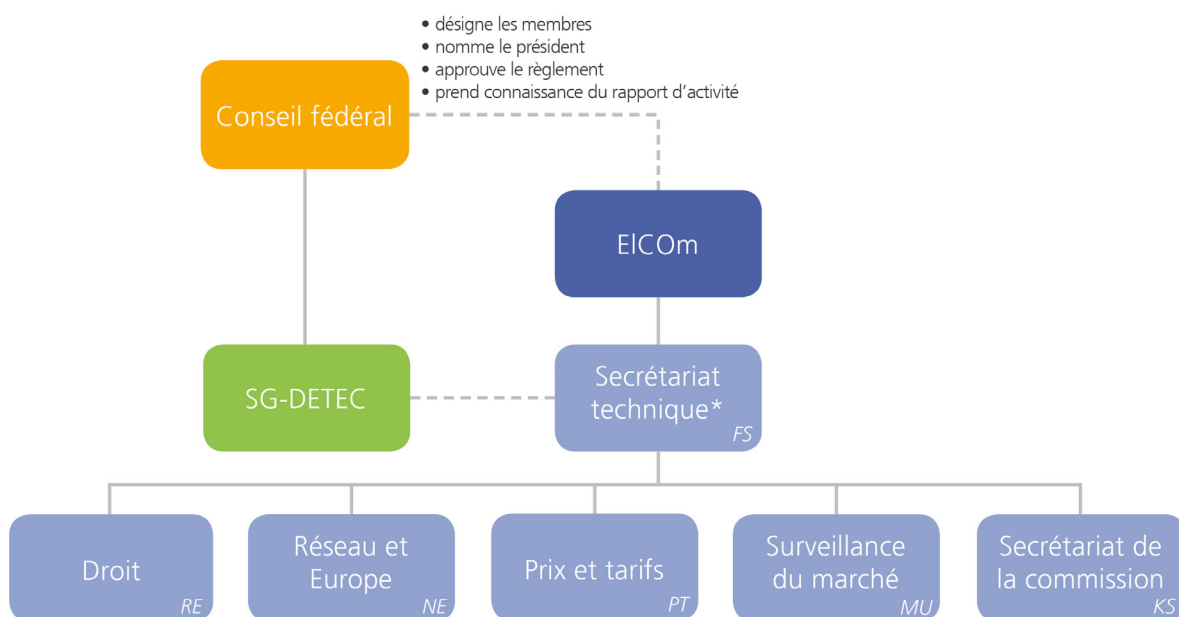
Importations d'électricité : 38 TWh | **Exportations d'électricité :** 34 TWh

La commission est pourvue de compétences étendues en vue notamment d'accomplir les tâches suivantes :

- Elle contrôle la conformité au droit des rémunérations pour l'utilisation du réseau (lesquelles servent à indemniser l'utilisation du réseau pour l'acheminement d'électricité sur le marché libéralisé de l'énergie). L'ElCom vérifie la légalité des redevances perçues ;
- Elle contrôle les tarifs de l'électricité pour les consommateurs finaux captifs (ménages et autres consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh et qui relèvent de l'approvisionnement de base, 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 (ceux dont la consommation annuelle est d'au moins 100 MWh) ont le libre choix de leur fournisseur d'électricité ;
- Elle statue sur les litiges relatifs à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), 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 celle des régulateurs européens de l'électricité ;
- Elle exerce une surveillance approfondie sur la société nationale du réseau de transport (Swissgrid SA) depuis que la propriété de ce réseau a été transférée à cette dernière (séparation des activités) ;
- Elle surveille le marché de gros de l'électricité.

8.1 Organisation et personnel

L'ElCom se compose de cinq à sept membres indépendants, désignés 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 20 : Organigramme de l'ElCom

8.1.1 Commission

Les sept membres de l'ElCom sont indépendants de la branche de l'électricité. Ils exercent leur fonction à titre accessoire. La Commission se réunit en moyenne une fois par mois en séance plénière. À cela s'ajoutent les réunions des cinq sous-commissions « Prix et tarifs », « Réseaux et sécurité de l'approvisionnement », « Droit », « Relations internationales » et « Surveillance du marché ».

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
- 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

Durant l'année sous revue, la commission a comporté 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)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Christian Brunner

Surveillance du marché

- Matthias Finger (pilotage)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina

Démissions et nominations

Au cours de l'exercice sous revue, deux membres de l'ElCom ont annoncé leur démission pour la fin de l'année 2017 et pour la fin mars 2018 : Anne d'Arcy et Antonio Taormina. La démission de Mme le Prof. Dr Anne d'Arcy est liée à la limitation de la durée de fonction. M. Antonio Taormina démissionne de son propre gré afin de consacrer plus de temps à sa famille. Le Conseil fédéral a nommé Mme le Prof. Dr Sita Mazumder et M. Dario Marty pour succéder aux deux membres démissionnaires.

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.

8.1.2 Secrétariat technique

Le Secrétariat technique soutient la commission sur le plan technique, prépare ses décisions et les met en œuvre. Il dirige les procédures de droit administratif et procède aux investigations nécessaires. Indépendant des autres autorités, il est soumis aux seules directives de la commission. Sur le plan administratif, il est rattaché au Secrétariat général du DETEC. Quant au Secrétariat de la commission, il est le point de contact de la commission avec le public, la branche et les médias. Il coordonne en outre les activités de la commission et du Secrétariat technique, et seconde cette dernière sur le plan administratif.

Au 31 décembre 2017, le Secrétariat technique comptait 43 collaborateurs (dont 3 stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 37,9 postes en équivalents plein temps (« Full time equivalents, FTE »). 17 de ces personnes sont des femmes, et 26 des hommes. Leur âge moyen est de 41 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit :

- Italien : 2 collaborateurs
- Français : 6 collaborateurs
- Allemand : 35 collaborateurs



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

Renato Tami
lic. en droit, avocat et notaire



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

Michael Bhend
Michael Bhend, ing. dipl.
EPFZ



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

Stefan Burri
dr en sciences politiques



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

Cornelia Kawann
Dipl. Ing., Dr. techn., MBA



**Section Droit
(9 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.

8.2 Finances

Un budget de 10,5 millions de francs était à la disposition de l'ElCom durant l'année sous revue. Les dépenses effectives se sont élevées à 10 millions de francs. Ce montant a englobé 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. Quant aux recettes, elles ont atteint 4,9 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 Nouveau modèle de gestion de l'administration fédérale (NMG)

Le 1^{er} janvier 2017, le nouveau modèle de gestion de l'administration fédérale (NMG) a été introduit dans toute la Confédération. L'objectif du modèle est de renforcer la gestion administrative à tous les niveaux et d'accroître la transparence et le pilotage des prestations. Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a défini un processus intégré de stratégie, de planification et de fixation d'objectifs dans le cadre du NMG.

Pour mesurer le rendement, le rapport entre le nombre de cas reçus au cours de l'exercice et le nombre total de cas réglés au cours de l'exercice a été défini pour le rapport du NMG, la valeur cible étant de 100 %. Cet

ordre de grandeur était déjà un indicateur clé par le passé, montrant dans quelle mesure le Secrétariat technique parvient à réduire le nombre de dossiers des années précédentes et à éviter un excédent de procédures ouvertes au cours de l'exercice. Cela n'a été que partiellement couronné de succès au cours de l'année sous revue : sur un total de 859 cas reçus, 678 ont été réglés (cf. chapitre 9.1), soit un taux de traitement de 70 %. Cela s'explique principalement par la réévaluation de près de 400 dossiers RPC par Swissgrid, suite à une décision des tribunaux rendue à la fin de l'année sous revue. Par conséquent, l'ElCom a reçu environ 200 requêtes en novembre et décembre.

8.4 Manifestations organisées par l'ElCom

Forum ElCom 2017

Le 8^e Forum de l'ElCom a eu lieu le 17 novembre 2017 à Lausanne au Centre de Congrès Beaulieu. Près de 300 personnes ont assisté à des présentations et à des discussions concernant la sécurité de l'approvisionnement et la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Lors de la table ronde, le débat s'est porté sur la question de savoir si la transition énergétique

signifie la fin de la sécurité de l'approvisionnement. Les participants se sont tous accordés sur le fait que, malgré les résultats optimistes des calculs concernant la sécurité de l'approvisionnement, les défis restent importants.

Le Forum 2018 aura lieu le jeudi 29 novembre au Kursaal à Berne.

Séances d'information pour gestionnaires de réseau

L'ElCom a organisé au printemps 2017 en divers endroits de Suisse des séances d'information principalement consacrées aux thèmes suivants : renforcements de réseau, méthode du prix moyen, différences de couverture, numérisation et nouveautés à l'ElCom et à

l'OFEN. Au total, 700 personnes ont participé à ces séances qui étaient facturées à leur coût de revient. Tant pour les participants que pour les collaborateurs de l'ElCom et de l'OFEN, ces séances ont constitué une occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

Atelier sur la surveillance du marché

Comme les années précédentes, la section Surveillance du marché de l'ElCom a organisé en 2017 un atelier consacré principalement

aux thèmes suivants : REMIT, rôle de l'ElCom dans la surveillance du marché ainsi que des Registered Reporting Mechanisms RRM.

9 Annexe

9.1 Statistique des affaires traitées

En 2017, 589 nouveaux cas ont été dénombrés, dont un peu moins de la moitié concernaient des recours et des requêtes concernant la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). 269 de ces nouveaux cas, soit 46 %, ont pu être réglés avant la fin de l'année. Au total, 415 cas ont pu être réglés en 2017. Pour la première fois depuis 2014, le taux de cas réglés par an n'a pas dépassé 100 % (cf. chapitre 8.3). Depuis 2016, le nombre de questions dites ordinaires est lui aussi relevé de façon systématique. Il s'agit de demandes qui arrivent au moyen du

formulaire de contact disponible sur le site de l'ElCom ou par courriel et qui traitent de questions de routine. Elles sont généralement traitées en quelques heures, voire quelques jours, et ne donnent lieu à des procédures que dans quelques rares cas. En 2017, l'ElCom a reçu 270 de ces questions ordinaires. À sept exceptions près, elles ont toutes été réglées la même année (taux de règlement de 97 %). En 2017, 172 décisions ont été rendues. Une grande partie d'entre elles concernait des requêtes pour le renforcement du réseau.

Type d'affaire	Reportées des années précédentes	Introduites en 2017	Réglées en 2017	Reportées en 2018
Plaintes spécifiques sur les tarifs	38	111	75	74
Rétribution de l'injection à prix coûtant	30	232	58	204
Renforcements du réseau	82	162	206	38
Autres cas	52	84	76	60
Total	202	589	415	376
Questions ordinaires	2	270	263	9
Total, questions ordinaires incluses	204	859	678	385

Tableau 8 : Statistiques des affaires traitées par l'ElCom en 2017

9.2 Statistique des séances

Les membres de l'ElCom se réunissent chaque mois en séance plénière. À ces séances s'ajoutent les réunions des cinq sous-commissions, des ateliers et d'autres séances spéciales. Durant l'année sous revue, les membres de l'ElCom ont participé au total, dans diver-

ses compositions, à 14 séances d'une journée et à 22 séances d'une demi-journée. Toutes ces séances ont eu lieu en Suisse. Une fois par an, l'ElCom effectue une retraite quelque part en Suisse et rencontre à cette occasion les gestionnaires de réseau locaux.

9.3 Publications

Directives

16.11.2017 Relevé de la qualité de l’approvisionnement

Communications

08.06.2017 Délestages manuels – Mise en œuvre dans la zone de réglage Suisse

Rapports et études

01.06.2017 Rapport d’activité de l’ElCom 2016

28.06.2017 Rapport sur la qualité de l’approvisionnement en électricité en 2016

29.08.2017 Rapport de l’ElCom adressé à la CEATE-N concernant la transformation et l’extension des réseaux électriques

21.12.2017 Rapport technique sur les flux électriques non planifiés

21.12.2017 Rapport final sur l’adéquation du système électrique en 2020

9.4 Glossaire

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.
ACER	Agence de coopération des régulateurs de l’énergie UE (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
BT	Basse tension
CEATE	Commissions de l’environnement, de l’aménagement du territoire et de l’énergie
CEER	Council of European Energy Regulators ; Conseil des régulateurs européens de l’énergie
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.
DETEC	Département fédéral de l’environnement, des transports, de l’énergie et de la communication
ElCom	Commission fédérale de l’électricité
Énergie de réglage	Énergie pouvant être appelée soit automatiquement, soit par des centrales dans le but de maintenir les échanges d’électricité au niveau prévu et de garantir l’exploitation sûre du réseau.

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
FEN	Centre de recherche « Réseaux énergétiques » de l'EPF de Zurich
Gestion des bilans d'ajustement	Ensemble des mesures servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité ; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des données mesurées et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
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.
GRD	Gestionnaire de réseau
HT	Haute tension
kWc	Kilowatt crête
kWh	Kilowattheure
LApEl	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
Médiane	Valeur au milieu d'une série de données classées par taille. Cela signifie que les deux moitiés de toutes les observations sont l'une plus petite et l'autre plus grande que la valeur médiane. (Contrairement à la valeur moyenne, la médiane est stable par rapport aux valeurs aberrantes)
MT	Moyenne tension
MWh	Mégawattheure
Net Transfer Capacity	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.

NMG	Nouveau modèle de gestion de l'administration fédérale
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PV	Photovoltaïque
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 ; Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency - Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency
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.
Réseau de transport	Réseau électrique généralement exploité à des niveaux de tension de 220/380 kV, qui sert à transporter de l'électricité sur de grandes distances en Suisse ainsi qu'à assurer l'interconnexion avec les réseaux étrangers. 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.
RPC	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
RRM	Registered Reporting Mechanisms
RU	Rétribution unique
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.
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 maintien en réserve de puissance de réglage, 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 effectuées aux fins de l'exploitation et la compensation des pertes de transport.
SRI	Système de rétribution de l'injection
TSO	Transmission System Operator (gestionnaire de réseau de transport)
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique.
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 mesure.



