



Rapport d'activité de l'ElCom 2018



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

BKW AG (page 1, 17)
Swissgrid AG (page 6)
Axpo Holding AG (page 28)
fotolia (page 44, 51)
ElCom/www.bildkultur.ch (page 59, 63)

Tirage

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

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2019

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	Rapport sur la sécurité de l'approvisionnement	8
2.2.2	Rétrospective de l'hiver 2017/2018	9
2.2.3	La situation durant l'hiver 2018/2019	10
2.2.4	Étude Adequacy 2025	10
2.3	Flux non planifiés	11
2.4	Cybersécurité	11
2.5	Qualité de l'approvisionnement	12
2.5.1	Disponibilité du réseau	12
2.5.2	Capacité d'importation	13
2.5.3	Capacité d'exportation	14
2.5.4	Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées	15
2.6	Services-système	15
3	Réseaux	17
3.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	17
3.2	Développement et planification des réseaux	23
3.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	23
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	Accès au marché et taux de changement	30
4.3	Tarifs du réseau de transport	32
4.4	Tarifs du réseau de distribution	33
4.5	Examens des tarifs	37
4.6	Jurisprudence	39
4.7	Régulation Sunshine	39
4.8	Système de mesure	40
4.9	RPC et rétribution unique	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 2018	45
5.3	Analyse Capacity Withholding	46
5.4	Introduction de XBID, mise hors service de FITS	48
6	Affaires internationales	51
6.1	Gestion des congestions	51
6.2	Centrales frontalières	53
6.3	Merchant lines	54
6.4	Produits des enchères	54
6.5	Plates-formes internationales pour l'énergie de réglage	55
6.6	Instances internationales	56
7	Perspectives	58
8	À propos de l'ElCom	59
8.1	Organisation et personnel	61
8.1.1	Commission	61
8.1.2	Secrétariat technique	63
8.2	Finances	64
8.3	Manifestations organisées par l'ElCom	64
9	Annexe	65
9.1	Statistique des affaires traitées	65
9.2	Statistique des séances	65
9.3	Publications	66
9.4	Glossaire	67

1 Avant-propos du président



Carlo Schmid-Sutter

Président de l'ElCom

Dans le secteur de l'électricité, l'année 2018 se conclut du point de vue régulatoire sur un bilan globalement positif : en comparaison des années précédentes, la situation en matière d'approvisionnement a été détendue tout au long de l'année, même durant l'hiver, les prix de l'électricité ont été stables et le monde politique a abordé et traité les grands enjeux de politique énergétique.

Malgré les températures froides de février et de mars, la situation en matière d'approvisionnement a été détendue tant du côté du réseau que de l'énergie. La disponibilité en matière de production a été élevée, toutes les centrales nucléaires de Suisse étant raccordées au réseau tout au long de l'année – à l'exception de Beznau 1 et, pour une courte période, de Leibstadt. Les centrales au fil de l'eau ont produit beaucoup d'énergie en raison des débits élevés des cours d'eau et les niveaux de remplissage des lacs d'accumulation étaient également plus élevés que l'année précédente.

Au début de l'été, nous avons finalisé l'étude portant sur l'adéquation du système électrique en 2025 (System Adequacy 2025) et publié les

résultats concernant le monitoring (surveillance) pour la sécurité de l'approvisionnement à moyen et à long terme. Sur la base de ces études, nous sommes parvenus à la conclusion que l'approvisionnement en Suisse est garanti pour un scénario probable pour l'année 2025, et que nous n'avons pas à proposer de mesures au Conseil fédéral conformément à l'art. 9 de la loi sur l'approvisionnement en électricité.

La situation s'accentue dans les scénarios de stress, par exemple si la France rencontre des problèmes avec ses centrales nucléaires et qu'en plus les centrales de Gösgen et de Leibstadt ne fonctionnent pas en Suisse. Bien que la probabilité d'un tel scénario soit faible, nous avons recommandé de prendre des mesures préventives, par exemple sous forme d'une réserve stratégique. En outre, dans la perspective d'une augmentation des importations, nous avons proposé qu'une part substantielle de l'énergie continue d'être produite en Suisse à l'avenir également.

Les tarifs sont tout aussi stables que la situation en matière d'approvisionnement. Pour 2019, les tarifs pour un ménage moyen en Suisse augmentent de 0,1 centime par rapport à 2018, pour s'établir à 20,4 centimes par kilowattheure. Alors que les tarifs d'utilisation du réseau baissent légèrement, les tarifs de l'énergie augmentent de 0,2 ct. à 7,4 ct./kWh. La RPC reste à son maximum légal de 2,3 ct./kWh.

Malgré des tarifs stables, les médias, relayés par les politiques, ont plusieurs fois souligné durant l'exercice les différences importantes au niveau des tarifs de réseau. En effet, ceux-ci varient considérablement en Suisse selon les cantons entre 7,9 et 12,8 ct./kWh. Si l'on considère séparément les différents gestionnaires de réseau, ces différences sont encore plus importantes et indiquent des tarifs allant de zéro à 19 ct./kWh.

Plusieurs facteurs peuvent conduire à des tarifs de réseau différents chez les gestionnaires de

réseau. D'une part, il y a des facteurs sur lesquels les gestionnaires de réseaux ne peuvent exercer aucune influence : la topographie, les densités urbaine et énergétique, des profils de charge différents et parfois aussi des concessions avec des centrales électriques. Ces dernières induisent les fameux tarifs d'utilisation du réseau avec des valeurs égales ou proches de zéro. D'autre part, il existe des facteurs que les gestionnaires de réseau et les propriétaires peuvent influencer eux-mêmes, tels que l'efficacité et différentes quêtes du profit, qu'il s'agisse d'une approche relevant du service public ou d'une pure maximisation des bénéfices.

L'évaluation des valeurs synthétiques souvent citée ainsi que l'évaluation des réseaux selon la méthode dite historique relèvent de la catégorie des différentes volontés de rentabilité. Les deux méthodes ont été approuvées par le Tribunal fédéral. Les conséquences sur les tarifs sont considérables : 9 % des valeurs résiduelles du réseau de distribution sont encore calculées selon la méthode des coûts synthétiques, ce qui alourdit les coûts de capital « imputables » de 160 millions de francs par an. Et ce, malgré le fait que seulement la moitié de tous les gestionnaires de réseau ont évalué leur réseau avec la méthode synthétique. Lorsque la LApEl a été introduite, près de 90 % des gestionnaires de réseau ont profité de la possibilité d'évaluer leur réseau selon la méthode historique. L'ElCom ne sait pas combien ces réévaluations ont coûté jusqu'à présent. À noter que l'évaluation synthétique et la réévaluation appartiennent dorénavant au passé et qu'elles ne sont plus utilisées. Cependant, leurs effets se feront ressentir encore plusieurs années.

Il n'incombe pas à l'ElCom, mais au monde politique d'examiner la question de la légitimité des différences de tarifs de réseau mentionnées. L'ElCom vérifie la légalité de ces tarifs. Compte tenu de la nature de la régulation cost-plus, la structure individuelle des coûts de chaque gestionnaire de réseau est pertinente.

Le réseau doit certes être efficace, mais cette efficacité peut requérir une mise en œuvre des moyens différente selon les gestionnaires de réseau. Si les différences de tarifs de réseau sont jugées trop importantes, les cantons et le Conseil fédéral peuvent prendre les mesures appropriées pour les harmoniser, même si le régulateur a reconnu que les coûts de réseau étaient conformes à la loi. Aucune mesure de ce type n'a été prise jusqu'à présent.

Il est actuellement difficile de prévoir ce que l'avenir réservera aux tarifs de réseau et à leur régulation. Soit la régulation cost-plus sera développée et complétée par la régulation Sunshine. Ce faisant, les gestionnaires de réseau seront comparés au moyen de quelques indicateurs simples et pertinents. Le projet de révision de la LApEl devrait permettre de créer la base légale nécessaire à la publication de ces données. Une autre solution serait une régulation incitative au cas où la régulation Sunshine n'aurait pas le succès escompté. Cependant, nous y voyons des risques considérables. D'une part, le risque qu'il y ait trop peu d'investissements est grand. De l'autre, cette restructuration induirait une insécurité juridique ainsi que de longues procédures devant les tribunaux, sollicitant en plus le régulateur et les gestionnaires de réseau de manière importante. Le regard sur l'étranger nous montre finalement qu'une régulation incitative n'entraîne souvent pas une baisse des prix de réseau. C'est pourquoi nous pensons que la meilleure solution consiste à maintenir le statu quo, accompagné de quelques adaptations, comme la régulation Sunshine.

Je vous souhaite bonne lecture du rapport d'activité qui vous fournira une vue d'ensemble complète des activités de l'ElCom.



2 La sécurité de l'approvisionnement



Les transformateurs jouent un rôle essentiel pour l'augmentation des importations d'électricité en Suisse. Ils permettent de coupler le réseau de transport européen de 380 kilovolt au réseau de transport suisse de 220 kilovolt. On voit ici le transformateur-déphasageur de la sous-station de Beznau.

L'adéquation du système électrique (System adequacy), soit la sécurité de l'approvisionnement à long terme, a été au cœur des travaux de l'ElCom en 2018. Renato Tami, directeur de l'ElCom, parle des principaux enseignements fournis par les études publiées et explique les conclusions que l'ElCom en a tirées.

Lors d'une conférence de presse fin mai, l'ElCom a annoncé que, selon les études Adequacy, la situation de l'approvisionnement est garantie à court et moyen terme. Le débranchement de Mühleberg prévu en 2019, ne représente-t-il pas un problème pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse ?

Cela est correct. L'étude d'adéquation concernant 2020 et 2025 montre que la sécurité de l'approvisionnement est garantie à court et moyen terme, même en tenant compte de certains facteurs de stress. En 2025 également, même sans Mühleberg, nous n'aurons pas de problèmes en matière de sécurité de l'approvisionnement pour autant que toutes les centrales nucléaires de Suisse soient raccordées au réseau, que la situation en Europe soit stable et donc que la disponibilité des importations soit élevée. Les résultats des calculs indiquent cependant que la sécurité de l'appro-

visionnement est toujours plus fortement compromise, notamment avec la mise hors service de plusieurs centrales nucléaires suisses.

À long terme, la situation semble moins réjouissante selon l'ElCom. Et les scénarios de stress indiquent même une sécurité de l'approvisionnement parfois menacée. En quoi consiste cette menace et qu'est-ce qu'elle signifie concrètement ?

Si, contrairement au scénario de base que nous avons élaboré, des facteurs de stress interviennent, par exemple si lors d'un hiver froid, la France n'a qu'un accès limité au parc de production en raison d'un dysfonctionnement technique, une telle situation impacte nos importations et donc la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. La situation se corse si en outre la production est basse chez nous, par exemple si plus aucune centrale nucléaire n'est reliée au réseau en Suisse, les niveaux de rem-

plissage des lacs d'accumulation sont bas et qu'il y a peu de production au fil de l'eau. Sans compter des délestages dans le pire des cas. Afin que nous puissions réduire ce risque pour la Suisse et maintenir la stabilité à l'avenir, nous exigeons outre une réserve stratégique, la création d'incitations d'ordre législatif dans la loi sur l'approvisionnement en électricité, afin de maintenir la production hivernale en Suisse.

Vous accueillez favorablement la création d'une réserve stratégique tout en soulignant qu'à elle seule, elle serait insuffisante et que d'autres mesures s'imposent. À quoi ressemble une telle mesure et qui la financerait ?

Nous apprécions que l'Office fédéral de l'énergie examine la création d'une réserve stratégique dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Cet instrument pourrait soutenir l'approvisionnement en cas de menaces ponctuelles à court terme. Cependant, nous demandons des conditions-cadres légales supplémentaires afin de pouvoir, si nécessaire, prendre rapidement des mesures d'ordre structurel pour maintenir la production hivernale indigène.

Concrètement, cela signifie que des capacités de substitution doivent être disponibles ou, comme alternative, que les importations doivent être garanties si les centrales nucléaires suisses sont mises hors service durant l'hiver. Toutefois, nous ne pouvons influencer les importations à partir des pays voisins que de manière indirecte. Concernant les capacités de substitution, nous avons toujours affirmé que nous étions technologiquement neutres et que nous ne pouvions donc recommander certains instruments. Il incombe aux milieux politiques de procéder aux évaluations.

La question du financement est intéressante et doit également être examinée par les acteurs politiques d'entente avec les EAE. À l'évidence, de telles mesures ont un coût, mais nous estimons également que des incitations à investir

doivent être créées s'il faut maintenir à long terme la sécurité de l'approvisionnement. Il faut en tenir compte dans l'analyse des coûts et des risques. Selon nous, il vaut en principe la peine d'investir si la sécurité de l'approvisionnement est ainsi garantie à long terme. Toutefois, le choix d'une solution ne doit pas se faire en négligeant l'aspect coût – efficacité.

Qu'en est-il de l'accord sur l'électricité ? Un tel accord existera-t-il un jour entre la Suisse et l'UE ? Et si non, quelles seraient les conséquences pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse ?

L'accord-cadre est la condition préalable que l'UE met à un accord sur l'électricité avec la Suisse. Faute d'un accord sur l'électricité, la Suisse n'a souvent pas voix au chapitre concernant les décisions centrales et dans les comités. Un accord sur l'électricité serait souhaitable



« Un accord sur l'électricité ne résoudrait pas pour autant tous les problèmes de la Suisse en matière de sécurité de l'approvisionnement. »

Renato Tami
Directeur de l'ElCom

pour la sécurité de l'approvisionnement, notamment pour la stabilité du réseau. Des flux de charge non planifiés, liés à l'échange d'électricité de l'Allemagne vers la France, surchargent par exemple le réseau en Suisse. Avec un accord sur l'électricité, la Suisse aurait la possibilité de participer au couplage du marché basé sur les flux et d'aborder de tels thèmes. Toutefois, tous les problèmes de la Suisse en matière de sécurité de l'approvisionnement ne seraient pas pour autant réglés par un accord sur l'électricité. Sans accord, nous devons empoigner les problèmes d'une autre manière.

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.

Afin de donner suite à ce mandat, 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. Les chapitres suivants présentent les principaux résultats de ce dispositif pour l'exercice sous revue.

2.2 La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives

2.2.1 Rapport sur la sécurité de l'approvisionnement

Le rapport 2016 avait avant tout identifié les interventions nécessaires dans les domaines de la production et de l'extension de réseau. En 2016 et en 2017, le niveau de transformation (à Beznau, Romanel et Veytaux) entre les niveaux 380 kV et 220 kV a pu être renforcé. L'année 2017 a débuté par l'installation du nouveau transformateur à Mühleberg. Le renforcement du transformateur à Laufenburg est prévu pour 2019. En outre, suite à un arrêt du Tribunal fédéral, la ligne de Chamoson à Chippis, longtemps contestée, pourra enfin être réalisée. Les procédures en vue de l'augmentation de la tension des lignes reliant Chippis à Bickigen et Bassecourt à Mühleberg ont pu être ouvertes. Au vu de ces progrès concrets, l'extension du réseau s'avère être un peu moins critique, comparée au rapport de 2016. Il convient cependant de souligner que divers projets de lignes restent bloqués par des recours et continueront donc à prendre du retard. La sécurité de l'approvisionnement sur le réseau de distribution peut être qualifiée de très bonne. La disponibilité du réseau

a atteint une qualité très élevée au cours des six dernières années, ce qui est également confirmé par la comparaison entre pays publiée chaque année par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER).

La question de la production reste au centre des préoccupations. Sur la base des besoins identifiés, l'ElCom a lancé en 2017 des études supplémentaires sur l'adéquation du système. Dans un premier temps, la sécurité de l'approvisionnement a été examinée pour 2020, et dans un second temps pour 2025. Les deux rapports sur l'adéquation du système livrent les résultats et les conclusions détaillés de l'ElCom (voir aussi chap. 2.2.4).

L'évolution du cadre juridique national et international est désormais en ligne de mire. Au niveau international, suite à l'entrée en vigueur des codes, les règles relatives à l'exploitation du réseau interconnecté, négociées jusqu'à présent dans le cadre du droit privé, sont sys-

tématiquement appliquées sur la base du droit européen. Si, une fois les méthodes pertinentes élaborées, la Suisse se retrouve devant le fait accompli, il ne sera possible de défendre les intérêts suisses que dans une mesure limitée. Cette évolution s'avère dangereuse pour la sécurité de l'approvisionnement, car même des questions techniques ne seront réglées que si nécessaire avec la Suisse. Cela peut nuire à la sécurité du réseau (calculs de capacité) et avoir des conséquences importantes pour le secteur de l'énergie (disponibilité des importations). D'un point de vue régulatoire,

un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE contribuerait à régler les questions transfrontalières de manière plus systématique. Un accord devrait faciliter la prise en compte et la mise en œuvre des intérêts suisses. Cela peut être utile lorsque la Suisse ne peut pas influencer les décisions, ou seulement dans une mesure limitée, comme c'est déjà de facto le cas aujourd'hui. Toutefois, il est clair que même avec un accord sur l'électricité, rien ne garantit que les intérêts de la Suisse puissent être mieux défendus ou même pleinement.

2.2.2 Rétrospective de l'hiver 2017 / 2018

L'hiver 2017/2018 s'est inscrit dans la norme côté températures en Suisse. Les réserves d'eau étaient abondantes au début de l'hiver, il était possible d'importer en moyenne à un niveau élevé et la sécurité de l'approvisionnement en Suisse était donc en grande partie détendue.

Lorsque les températures baissent, la consommation d'électricité augmente à cause de l'utilisation des chauffages électriques. En février, des températures hivernales et une vague de froid à la fin du mois ont frappé la Suisse et tous les pays voisins, avec des pics de charge atteignant 10,2 GW en Suisse et 92,8 GW en France. Au cours des trois derniers jours de février, la France a été tributaire des importations et a même partiellement suspendu l'attribution de capacités d'exportation vers la Suisse.

La production d'énergie nucléaire française était considérablement réduite au début de l'hiver : environ 30 % des centrales étaient indisponibles. En décembre, l'augmentation de la demande en France et en Italie a entraîné une utilisation des réserves d'eau suisses supérieure à la moyenne. Après une panne prolongée, la centrale nucléaire de Leibstadt a pu reprendre ses activités le 19 décembre.

L'enneigement a été important dans les montagnes durant l'hiver. De plus, en raison des précipitations abondantes en janvier, les réserves de neige étaient en février à leur plus haut niveau saisonnier depuis 20 ans. Cela a également soutenu l'approvisionnement de la Suisse. En outre, avec le retour du bloc 1 de la centrale nucléaire de Beznau à la fin de l'hiver, les cinq centrales suisses ont à nouveau toutes fonctionné pour la première fois depuis trois ans.

En janvier, les tempêtes hivernales Burglind et Evi ont entraîné de nombreux problèmes d'exploitation du réseau ; grâce à des mesures d'exploitation, ceux-ci n'ont cependant pas provoqué de pannes majeures au niveau de l'approvisionnement. Au cours de la première moitié de l'hiver, les importations ont parfois été supérieures à la moyenne, tandis que durant la seconde moitié de l'hiver les exportations ont dépassé les importations. En janvier, les transits vers l'Italie ont été élevés, et la Suisse s'est retrouvée à exporter environ un tiers du temps, ce qui est plutôt important.

2.2.3 La situation durant l'hiver 2018 / 2019

L'hiver a commencé avec des températures très douces et malgré la sécheresse persistante au début, avec des lacs d'accumulation bien remplis. La disponibilité des centrales nucléaires françaises à produire était normale et en Suisse, les cinq centrales étaient également toutes raccordées au réseau.

En septembre, la Belgique a renoncé pour la première fois depuis 2014 à la création d'une réserve stratégique pour l'hiver 2018/2019. Mais d'octobre à décembre, jusqu'à six des sept centrales nucléaires belges ont été indisponibles de manière planifiée, voire non planifiée à court terme. Cela a entraîné une hausse des prix jusqu'à 500 euros par MWh sur les marchés spot et à terme. Toutefois, les coupures de courant annoncées initialement en Belgique ont pu être évitées en 2018. Pour cela, le ges-

tionnaire du réseau de transport Electrabel a eu recours à un renforcement de la production et aux flexibilités indigènes ainsi qu'aux capacités de production des pays voisins. Selon les informations du gouvernement, la situation de l'approvisionnement en Belgique est toutefois restée tendue au premier trimestre de 2019.

Fin octobre, la tempête Vaia a endommagé une ligne 380 kV au col de l'Albula. Quatre masts se sont affaissés et la capacité de transit vers l'Italie sera réduite de 900 MW jusqu'à la remise en service prévue fin juillet 2019. Des doutes quant à la sécurité du travail dans les conditions hivernales en haute montagne ont conduit à écarter le recours à une solution de secours provisoire pour cet hiver. Il n'y a pas eu lieu de craindre des conséquences négatives pour la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.

2.2.4 Étude Adequacy 2025

L'ElCom a réalisé une étude détaillée sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité en 2025. L'étude est basée sur des calculs probabilistes pour le système énergétique européen, l'accent étant mis sur la Suisse. L'ElCom est partie de l'hypothèse qu'en 2025 un accord avec l'UE sur l'électricité n'est pas encore conclu. Tout laisse supposer qu'à l'avenir, les importations en Suisse ne seront disponibles que dans une mesure limitée. En plus d'un scénario de base, trois scénarios de stress ont également été étudiés, avec comme hypothèse des restrictions supplémentaires des importations en provenance d'Allemagne, de France et d'Italie ainsi qu'une disponibilité réduite de la production nationale et étrangère.

Sur la base de ces résultats, l'ElCom est parvenue à la conclusion que dans les scénarios les plus probables, c.-à-d. le scénario de base et le scénario de stress le plus faible, la sécurité d'approvisionnement peut être garantie par le marché.

En revanche, dans les deux scénarios de stress plus stricts qui ne peuvent être exclus en cas d'enchaînement de circonstances malheureuses, des indicateurs significatifs montrentraient une interruption de l'approvisionnement. Dans ces scénarios certes peu probables, il devrait être déterminant de savoir dans quelle mesure des réserves à l'intérieur et à l'extérieur du marché pourraient être activées.

2.3 Flux non planifiés

Dans un réseau interconnecté, les flux d'électricité réels ne correspondent jamais exactement aux flux négociés et donc planifiés. L'écart entre les flux physiques et les flux négociés se traduit par des flux non planifiés à travers le réseau de transport : par exemple, environ 30 % des quantités négociées par l'Allemagne vers la France transitent physiquement par la Suisse.

Avec l'introduction du couplage du marché basé sur les flux dans la région de l'Europe centrale et occidentale (sans la participation de la Suisse), les capacités négociables de l'Allemagne vers la France ont considérablement augmenté, entraînant dans certains cas

des congestions sur le réseau suisse, particulièrement en hiver. L'ElCom, Swissgrid et l'OFEN ont eu des échanges intenses avec les organes compétents d'Europe centrale et occidentale. Une solution provisoire est en vue pour la seconde moitié de l'hiver 2018/2019. Les discussions visant à trouver une solution permanente sont en cours.

En vue de l'extension prévue de l'Europe centrale à la région « Core », l'ElCom a également participé à la consultation sur les méthodes de calcul des capacités dans « Core », afin d'exiger une prise en compte correcte des réseaux d'États tiers.

2.4 Cybersécurité

Les réseaux électriques sont de plus en plus contrôlés et surveillés par des technologies de l'information et de la communication « intelligentes ». Ces systèmes offrent au gestionnaire de réseau davantage de possibilités de gestion ; ils permettent un fonctionnement plus efficace du système et de proposer de nouveaux services. Toutefois, l'interconnexion croissante liée aux technologies de l'information accroît aussi le risque que, par exemple, des pirates informatiques pénètrent dans le réseau électrique et portent atteinte à la disponibilité¹, l'intégrité² ou la confidentialité³ des données ou détruisent des équipements techniques. Un tel incident peut entraîner des pertes financières considérables et surtout nuire à la réputation du gestionnaire de réseau concerné. Dans des cas extrêmes, une panne de courant à grande échelle correspondant aux scénarios de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) peut avoir

pour conséquence des blessés, voire des morts, ainsi que des dommages environnementaux. La cybersécurité est donc un facteur déterminant de la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

Conformément à l'art. 22, al. 3, LApEl, l'ElCom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. Cela implique également les risques liés aux technologies de l'information et, par conséquent, la surveillance régulière du niveau de cybersécurité chez les gestionnaires de réseau.

C'est pourquoi l'ElCom a décidé de donner un aperçu de l'état d'avancement des mesures organisationnelles et techniques relatives à la cybersécurité chez les 92 plus grands gestionnaires de réseau. Ceci dit, l'ElCom n'examine

pas l'état de l'ensemble des mesures de cybersécurité, mais avant tout la gestion des risques, la sensibilisation des collaborateurs et les relations avec les prestataires externes, ainsi que les questions fondamentales relatives à l'architecture de réseau et à la détection de cyberincidents. Par conséquent, les commentaires et les recommandations qui en découlent s'appliquent seulement aux domaines examinés s'orientent sur les normes et les documents de la branche existants.

Avec l'interconnexion croissante, la cybersécurité continue de prendre de l'importance. L'ElCom ne se félicite pas seulement de la mise en œuvre efficace et fondée sur les risques des documents de la branche de l'AES « ICT Continuity », « Manuel protection de base pour les technologies opérationnelles de l'approvisionnement en électricité » et « Di-

rectives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents » conformément au guide PIC de l'OFPP, mais part également du principe qu'ils seront appliqués. Sur la base des résultats de l'enquête, l'ElCom considère que l'amélioration des mesures organisationnelles, en particulier l'élaboration de directives et de programmes de formation, la protection au niveau des technologies opérationnelles ainsi que la garantie de fourniture par un système redondant sont d'une importance capitale. Les efforts visant à créer une certification de la branche en faveur de la subsidiarité méritent d'être salués.

¹ Disponibilité : les systèmes et les données à protéger sont accessibles et utilisables sur demande par une entité autorisée.

² Intégrité : d'une part, exactitude et intégralité des données traitées et d'autre part bon fonctionnement des systèmes.

³ Confidentialité : protection des systèmes et des données contre l'accès non autorisé par des personnes ou des processus.

2.5 Qualité de l'approvisionnement

2.5.1 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 89 % du chiffre d'affaires lié à l'énergie produite en Suisse. En 2017, ces 96 gestionnaires de réseau ont enregistré 4814 coupures non planifiées (cf. tableau 1). Le nombre de coupures non planifiées a donc augmenté par rapport à l'année précédente. À lui seul, ce chiffre ne permet toutefois pas de tirer des conclusions définitives sur la disponibilité du réseau. Pour ce faire, il faut prendre en compte la durée des coupures et le nombre de consommateurs finaux touchés.

	2013	2014	2015	2016	2017¹	Unité
Coupures	4'615	4'039	4'401	4'328	4'814	Nombre
SAIDI	15	13	11	9	10	Minutes par consommateur final
SAIFI	0.28	0.22	0.23	0.20	0.21	Coupures par consommateur final

Tableau 1: Évolution de la qualité de l’approvisionnement en Suisse durant la période 2013–2017 (coupures non planifiées uniquement)

En 2017, la durée moyenne des coupures non planifiées était de dix minutes par consommateur final, cet indicateur augmentant d’une minute dans tout le pays par rapport à l’année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a légèrement augmenté en 2017 par rapport à l’année précédente pour s’établir à 0,21 par consommateur final.

Dans l’ensemble, la disponibilité du réseau suisse évolue de façon positive depuis 2013.

Les pics des indices SAIDI et SAIFI observés en 2013 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 « 6.1th 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 2018 seront publiés en juin 2019 et pourront être consultés sur le site internet de l’ElCom.

2.5.2 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, constitué de la NTC d’importation et d’exportation). La NTC indique quelle capacité de transport peut être utilisée entre la Suisse et les États voisins sans

contrevir 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)	2014	2015	2016	2017	2018
Norddach	4'799	5'225	5'245	5'265	5'034
France	3'093	3'073	2'974	3'007	2'772
Allemagne	1'094	1'373	1'468	1'501	1'396
Autriche	612	779	803	757	866
Italie	1'722	1'722	1'717	1'722	1'722

Tableau 2 : Évolution de la capacité d’importation (NTC) à disposition de la Suisse durant la période 2014–2018

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. De 2014 à 2018, 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, bien que la capacité d'importa-

tion de l'Allemagne ait légèrement diminué en 2018. Cela a toutefois été compensé par l'augmentation des capacités d'importation de l'Autriche, notamment durant le dernier trimestre de 2018, à laquelle la mise en service de la nouvelle sous-station à Rüti (SG) en automne 2017 a certainement contribué. 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 ont nettement baissé.

2.5.3 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 et celle de nos voisins (voir tableau 3). En outre, 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. La capacité d'exportation vers l'Italie a diminué de 900 MW après l'endommagement des deux lignes électriques à 380 kV au niveau du col de l'Albula (GR; Filisur–Robbia und Pradella–

Robbia–Sils) suite à la tempête Vaia. Les deux lignes ne seront remises en service qu'en été 2019. En outre, ces dernières années, TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien, a demandé plus souvent des réductions de capacité en vue d'assurer la stabilité du réseau intérieur italien, notamment pendant les périodes de basse consommation (p. ex. en été, pendant les vacances ou les jours fériés). À cela s'ajoutent les réductions de la capacité en hiver pour garantir la sécurité de l'approvisionnement du réseau suisse. La capacité d'exportation vers l'Italie en 2018 a donc baissé pour ces raisons.

NTC (MW)	2014	2015	2016	2017	2018
Italie	2'557	2'948	2'986	2'986	2'654
France	1'113	1'188	1'125	1'180	1'184

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'exportation (NTC) de la Suisse vers l'Italie et la France pendant la période 2014–2018

2.5.4 Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées

De nombreuses installations de production d'énergie photovoltaïque (PV) dans l'ensemble du réseau interconnecté européen sont réglées de telle manière qu'elles s'arrêtent complètement à une fréquence de 50.2 Hz, ce qui signifie qu'une quantité importante de la production d'énergie est brusquement retirée du réseau. Cela peut mettre en danger le système. Afin de prévenir ces risques, il faut s'assurer dans toute l'Europe – et donc aussi dans la zone de réglage suisse – que d'autres installations qui ne respectent pas les réglages de protection nécessaires ne puissent se raccorder au réseau.

L'ElCom a donc édicté le 6 mars 2018 la directive 1/2018 et l'a publiée sur son site Internet. La directive demande explicitement aux gestionnaires de réseau de la zone de réglage suisse de garantir immédiatement, avec des conditions techniques de raccordement appropriées, que toutes les nouvelles installations de production d'énergie (IPE) décentralisées de leur zone de desserte respectent les paramètres définis dans la recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie (RR/IPE 2014) de l'Association des entreprises électriques

suisses (AES) pour la stabilité de fréquence, ainsi que toutes les autres exigences nécessaires à la sécurité d'exploitation du réseau.

Le 15 juin 2018, les gestionnaires de réseau ont été informés d'un programme de modernisation visant à réduire à 200 MW maximum la puissance totale de toutes les installations photovoltaïques non conformes dans la zone de réglage suisse. L'ElCom attache une grande importance à la réalisation de cet objectif avec une charge minimale pour les gestionnaires de réseau et producteurs concernés. L'obligation de moderniser les installations PV non conformes dans le cadre du programme de modernisation ne concerne donc pour l'instant que les installations PV dont la puissance raccordée est supérieure ou égale à 100 kVA. Grâce aux retours des gestionnaires de réseau, l'ElCom sera en mesure d'évaluer si l'objectif fixé est réalisable en tenant compte de ces installations. Dans le cas contraire, des installations photovoltaïques encore plus petites devraient aussi être incluses dans une deuxième phase du programme de modernisation.

2.6 Services-système

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement, il faut disposer de capacités de production d'électricité suffisantes et de réseaux de transport et de distribution 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

compenser 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 (SDL) génér-

raux. 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 environ 76 millions de francs, soit le plus bas niveau jamais atteint. La figure 1 montre l'évolution des coûts de la puissance de réglage au cours des cinq dernières années. L'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 ont diminué, sauf en 2016.

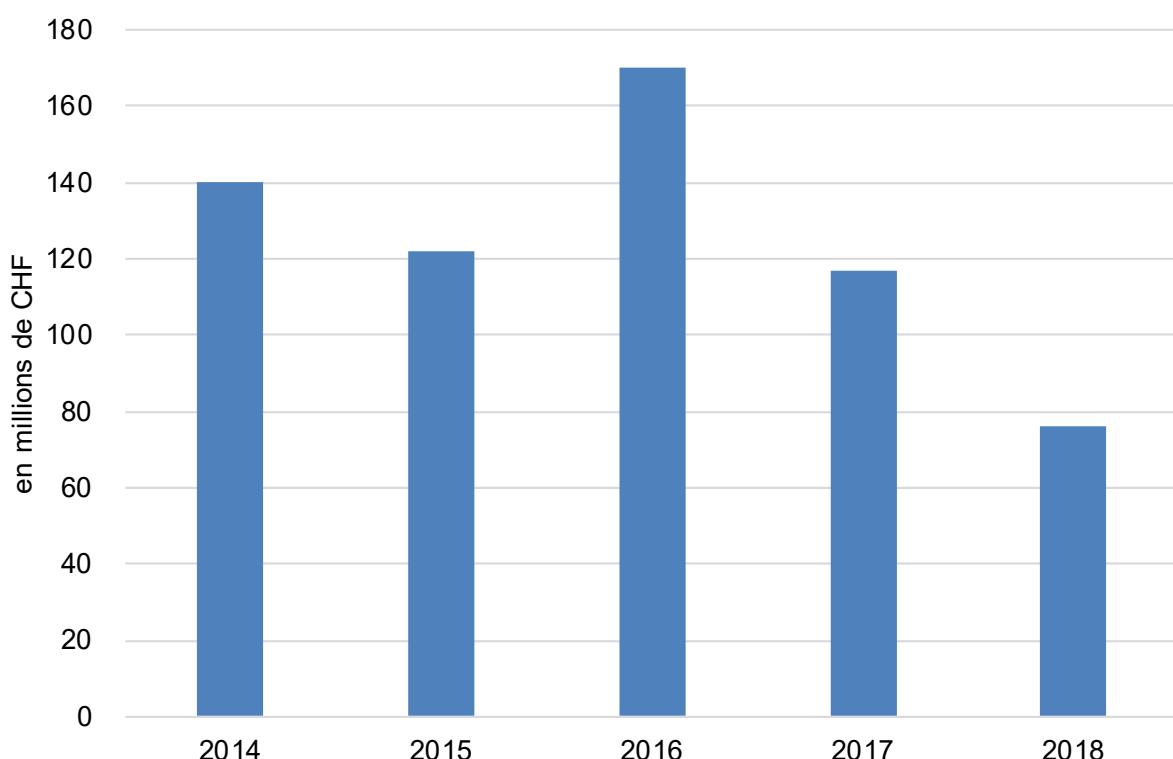


Figure 1 : Évolution des prix de la puissance de réglage entre 2014 et 2018

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 15 millions de francs. À titre de comparaison, les coûts d'acquisition anticipée s'étaient élevés à environ 22 millions en 2017 et environ 32 millions de francs en 2016. La réduction des coûts est due à une optimisation de la date de l'appel d'offres d'une part, et à des prix du marché bas de l'autre.

3 Réseaux



Environ 640 gestionnaires entretiennent le réseau électrique suisse. On voit ici une ligne de moyenne tension située dans le Simmental bernois.

3.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ensemble du réseau électrique suisse compte près de 202'262 kilomètres, ce qui correspond à cinq fois la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau 7) représentent 70 % tandis que le réseau de transport national de Swissgrid ne représente qu'un peu plus de 3 % en tout. 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. Le nombre de gestionnaires de réseau dans le tableau 4 se rapporte aux gestionnaires de réseau qui ont fourni des données sur les classes d'installation dans leurs rapports. Le nombre d'installations dans la plupart des catégories a quelque

peu augmenté ces dernières années. Conformément aux attentes, le nombre des lignes aériennes et des transformateurs aériens a légèrement baissé en raison du câblage progressif, alors que la part des lignes souterraines et des stations transformatrices a augmenté. Le réseau électrique s'est développé de 3 % entre 2013 et 2017. Pour les quelque 5,6 millions de points de mesure, on compte 5,1 millions de destinataires de factures. Selon l'Office fédéral de la statistique (OFS), la Suisse compte 0,6 million d'entreprises (2016) et près de 8,5 millions d'habitants (2017). La population a augmenté d'un peu plus de 4 % entre 2013 et 2017.

Classe d'installations	2013	2014	2015	2016	2017	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	111'626	116'477	119'621	119'277	120'509	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1'976	2'031	1'911	1'924	1'992	km
Lignes souterraines MT (NR5)	32'833	33'544	33'870	34'044	34'675	km
Lignes souterraines BT (NR7)	75'127	76'311	77'590	78'011	79'269	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	50'972	52'569	53'931	54'240	55'011	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'750	6'750	6'750	6'629	6'590	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	7'059	7'158	6'904	6'738	6'791	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR5)	11'151	10'914	10'590	10'061	9'784	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	10'227	9'719	10'653	11'621	8'150	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	1'097	1'314	963	893	1'056	Nombre
Transformateurs NR2	155	152	146	148	151	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	163	177	165	159	164	Nombre
Transformateurs NR3 ²	82	81	78	79	77	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'449	2'545	2'606	2'577	2'600	Nombre
Transformateurs NR4	1'144	1'145	1'143	1'142	1'150	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	1'952	2'110	2'078	2'011	2'078	Nombre
Transformateurs NR5 ²	286	317	190	75	72	Nombre
Transformateurs NR5 ¹	29'468	26'727	28'226	30'836	29'934	Nombre
Stations transformatrices NR6	51'862	52'425	53'405	53'024	53'144	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5'831	5'685	5'748	5'402	5'457	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	170'285	171'712	174'897	174'377	174'917	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5'318'529	5'393'370	5'452'650	5'512'743	5'573'672	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	672	659	649	643	636	

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 21 milliards de francs. Environ 90 % sont imputables au réseau de distribution. La valeur résiduelle des installations du réseau de distribution a légèrement augmenté 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 diminué de 2 % pour atteindre 3,4 milliards de francs.

Les deux figures suivantes montrent comment, pour le réseau de distribution, la propriété et les revenus d'utilisation du réseau sont répartis en fonction de la taille des entreprises. Les 100 plus grands gestionnaires de réseau sont divisés en groupes de dix, les

autres formant le groupe restant. Il apparaît ainsi (figure 2) 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) détiennent une part de 15 %, soit un point de pourcentage de moins que cinq ans auparavant.

La répartition est similaire en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 3). Les dix plus grands gestionnaires (bleu foncé) ont ainsi réussi à augmenter leur part de 1,3 % par rapport à cinq ans auparavant, accumulant au final 46 % de tous les revenus. La part du groupe des petits gestionnaires de réseau (bleu clair), est légèrement en baisse, s'établissant à 14 %.

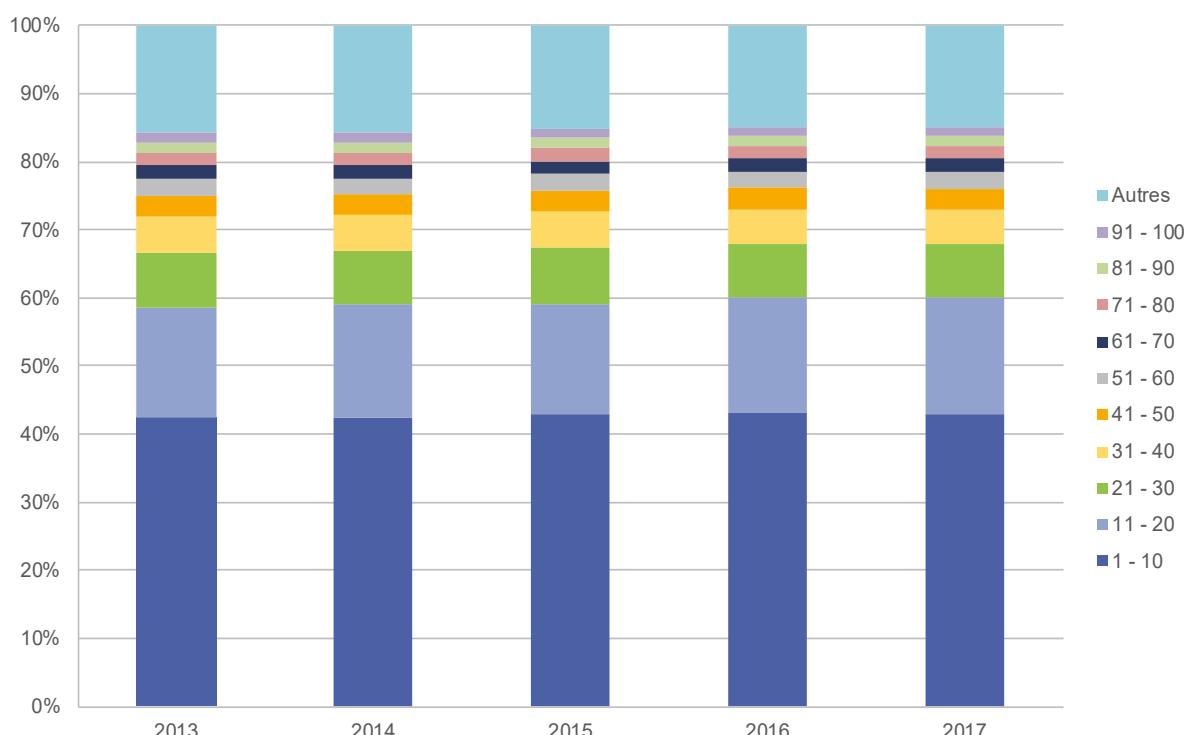


Figure 2 : Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

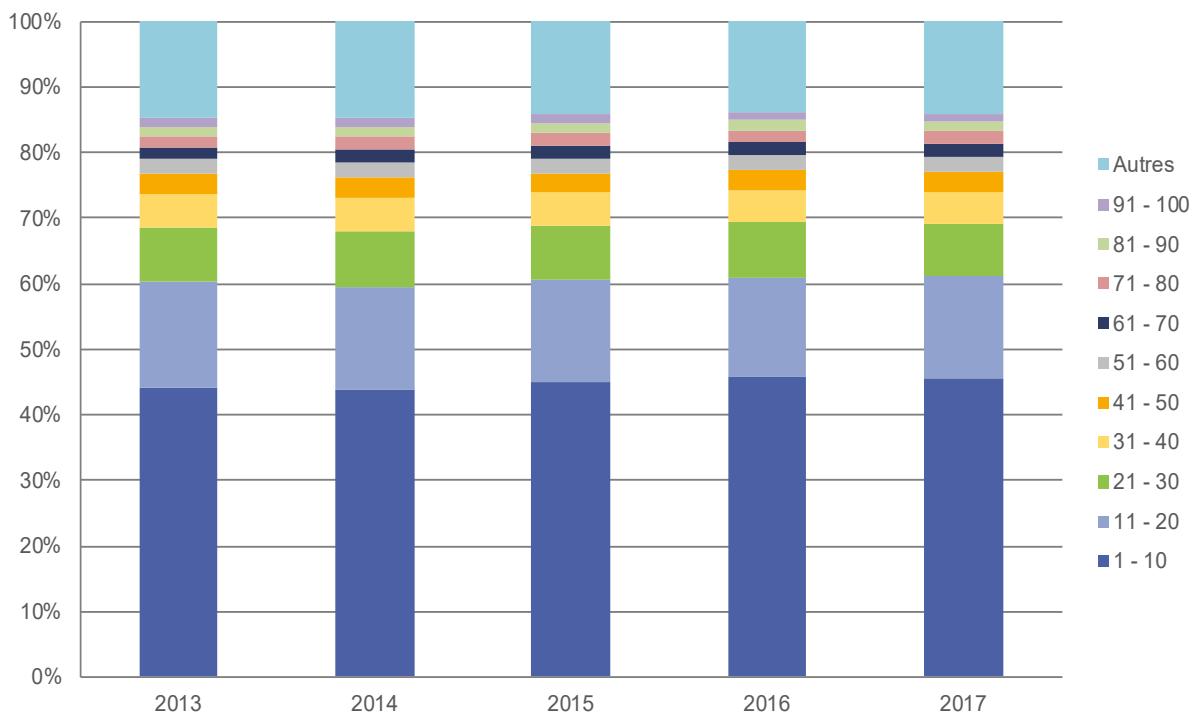


Figure 3: Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises.

Pour 2017, les gestionnaires de réseaux de distribution ont déclaré des coûts totaux du réseau (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments sur le réseau de distribution) de 4,6 milliards de francs. Ces derniers englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un « réseau sûr, performant et efficace », auxquels viennent s'ajouter les impôts directs ainsi que les redevances et prestations fournies aux collectivités (y compris les suppléments perçus sur le réseau de distribution). La composante la plus importante des coûts du réseau de distribution reste les coûts d'exploitation et de capital avec une part de 72 %, soit 3,3 milliards de francs (figure 4). Si ce montant est additionné

aux impôts directs et comparé aux tarifs d'utilisation du réseau mentionnés ci-dessus, on constate un excédent de 15 millions de francs pour 2017. La part des redevances et prestations a augmenté de dix points de pour cent ces cinq dernières années pour s'établir à 26 %. Cette part comprend 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. Cette hausse est principalement due à l'augmentation progressive de la taxe incitative prévue par la loi et prélevée sur les énergies renouvelables à partir de 2014, mais aussi aux communes et cantons qui ont augmenté leurs redevances et prestations.

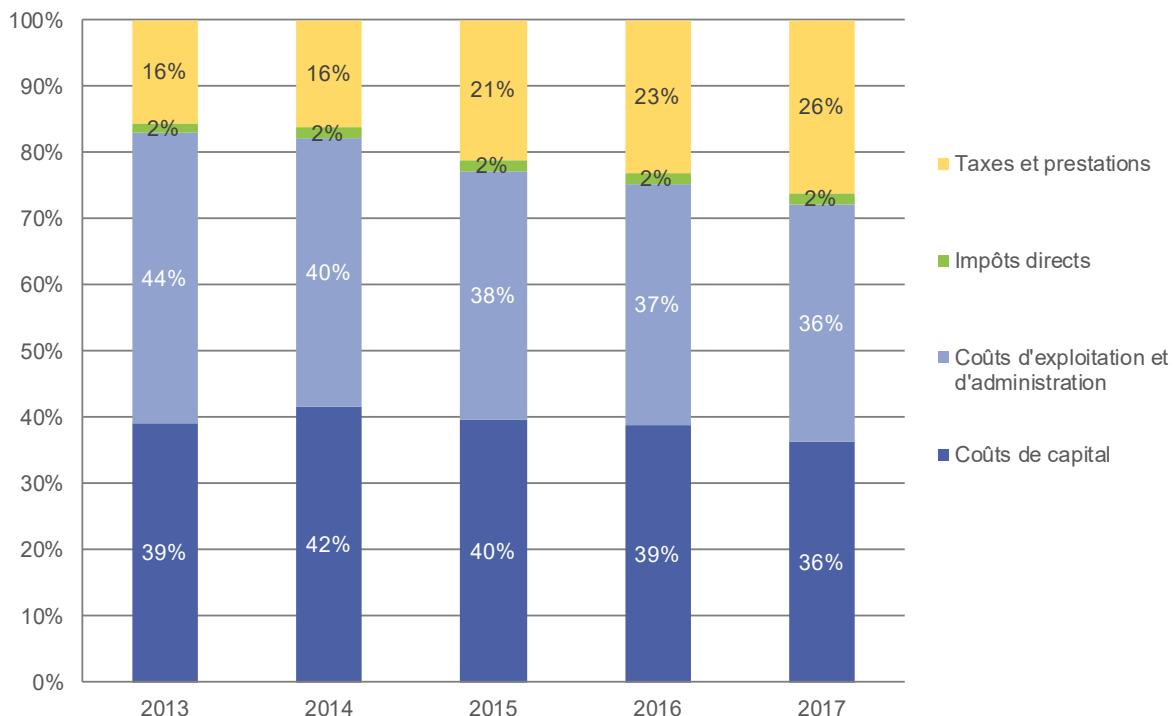


Figure 4: Composition des coûts du réseau de distribution

Dans son rapport annuel 2017, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 549 millions de francs et de 200 millions pour les services-système. Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 4,6 milliards de francs aux coûts cumulés de 0,7 milliard de francs pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à environ 5,4 milliards de francs. La figure 5a montre comment ces coûts sont répartis 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 SDL) représente une part des coûts de 14 %. La figure 5b montre la répartition des coûts de réseau sans les redevances et prestations. Il en ressort que les coûts en francs ainsi que leur part sur le NR7 dans les coûts totaux sont nettement réduits en comparaison à la figure 5a, étant donné que les redevances et prestations sont surtout prises en compte sur le NR7 et moins sur les NR5 et NR3.

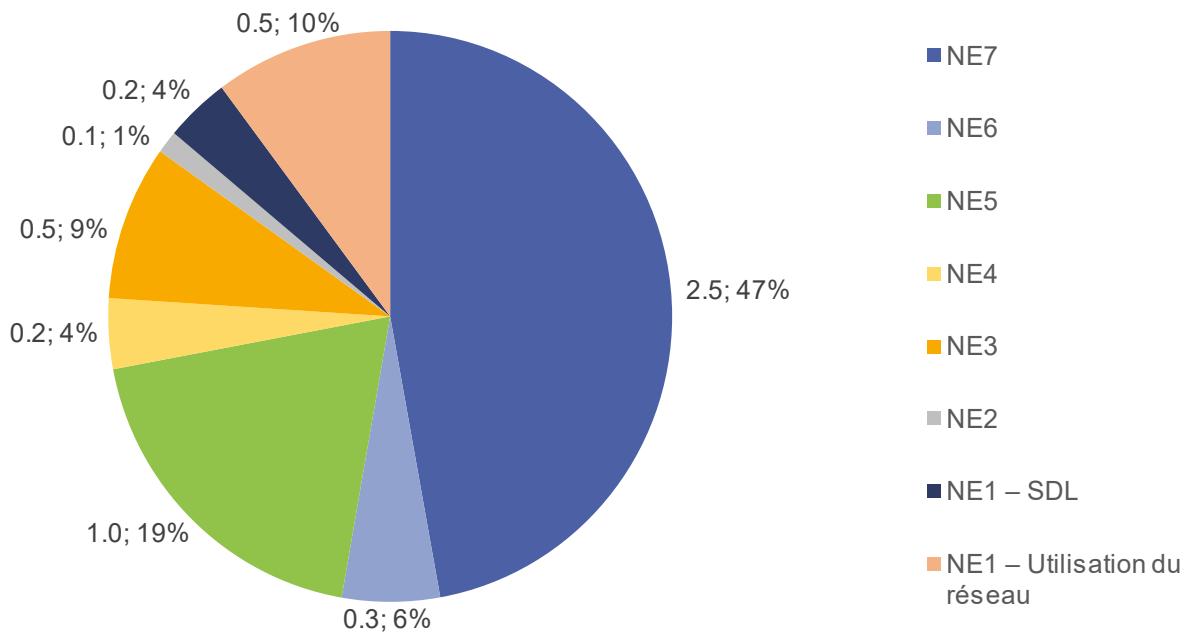


Figure 5a : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2-7), 2017

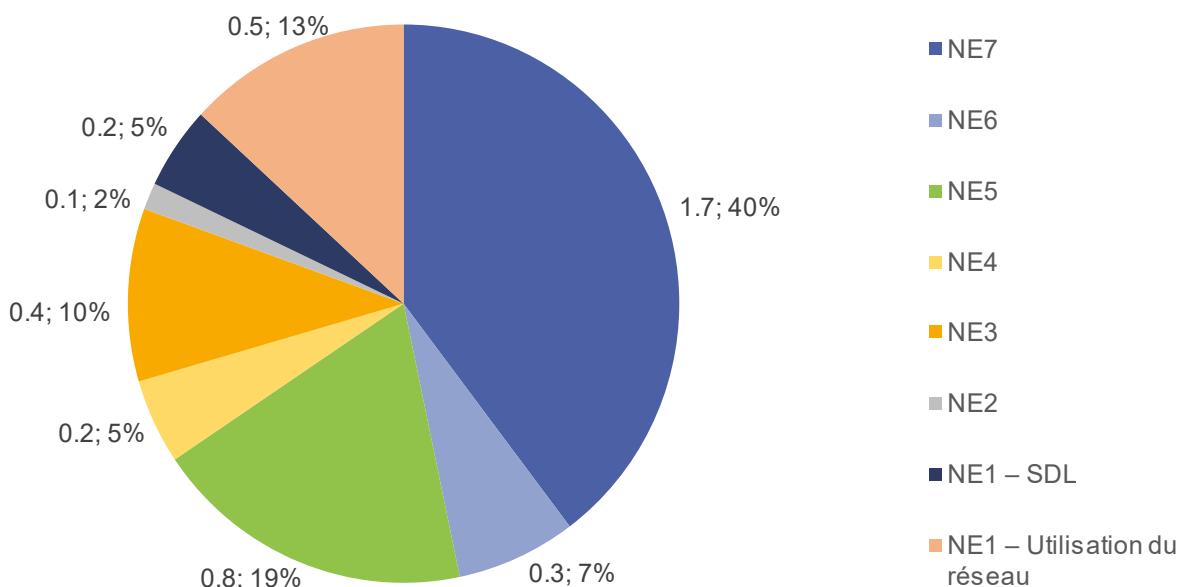


Figure 5b : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (sans les redevances et prestations ni les suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2-7), 2017]

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 LApEl. L'ElCom participe également à ces procédures en 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 prépare désormais son plan pluriannuel sur la base du scénario-cadre de l'OFEN. L'ElCom 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] du 15 décembre 2017, publiée dans la Feuille fédérale 2017, p. 7485 ss).

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 d'une planification coordonnée du réseau de transport à l'échelle de la Suisse. En principe, celle-ci est conforme aux exigences de la LApEl (art. 8, al. 2, art. 20, al. 2, let. a). L'ElCom estime que le rapport sur le réseau stratégique 2025 représente un jalon important pour la planification du réseau de transport à l'échelle de toute la Suisse. Le rapport peut aussi 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 plausibles. 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, LApEl). Les incertitudes concernant la « performance » du réseau semblent cependant nettement plus grandes que ne le laissent supposer les nombreux calculs précis concernant le bénéfice monétaire 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'approbation 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 sur la méthode menées entre Swissgrid, l'ElCom et 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, LApEl, les gestionnaires de réseau sont tenus d'établir des plans pluriannuels pour assurer la sécurité du réseau, sa performance et son efficacité. Cette obliga-

tion s'applique aux réseaux d'une tension de 36 kV et plus. Elle concerne, si l'on applique la LApEl 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 différentes 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'extensions, elle leur conseille de prendre préalablement contact avec son secrétariat technique.

3.2.3 Participation aux procédures de plan

L'ElCom vérifie que les procédures relatives au plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) et d'approbation des plans (PAP) respectent les critères de la LApEl (réseau sûr, performant et efficace). L'ElCom, l'OFEN et l'ESTI ont conclu au printemps 2018 une convention de collaboration afin d'améliorer la coordination dans le cadre de ces procédures. Selon cette convention, le DETEC statue sur les divergences.

sectoriel et d'approbation des plans

En 2018, l'ElCom a intégré dans le cadre de son mandat légal le groupe de suivi lié à la procédure PSE Niederwil-Obfelden (PSE 611). Elle a également pris position sur la procédure d'approbation des plans de La Bâtieaz. En ce qui concerne le réseau de distribution et dans le cadre de l'approbation des plans, elle a rendu plusieurs avis sur des projets d'élévation de la tension.

3.3 Investissements dans l'infrastructure de réseau

Dans le cadre de ses tâches de surveillance, l'ElCom veille à ce que les investissements soient suffisants pour maintenir le réseau électrique en bon état.

3.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Compte tenu des précédents résultats annuels, le budget bottom-up de 145,4 millions de francs a été réduit à 132,5 millions de francs, sous la forme d'une décote de 12,9 millions de francs. Pendant la période de réa-

lisation 2017, les investissements planifiés ont peu évolué, même s'il existe des différences dans certains projets. Le volume d'investissement effectif pour les projets de réseau 2017 était de 140,1 millions de francs.

3.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Entre 2013 et 2017, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi près de 1,4 milliard de francs par an (figure 6). Durant cette période, les amortissements ont augmenté, passant de 800 millions à plus de 900 millions de francs. C'est pourquoi l'excédent d'investissement a diminué de 580 millions de francs à

420 millions. 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 2.4), l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution continuent d'être suffisants.

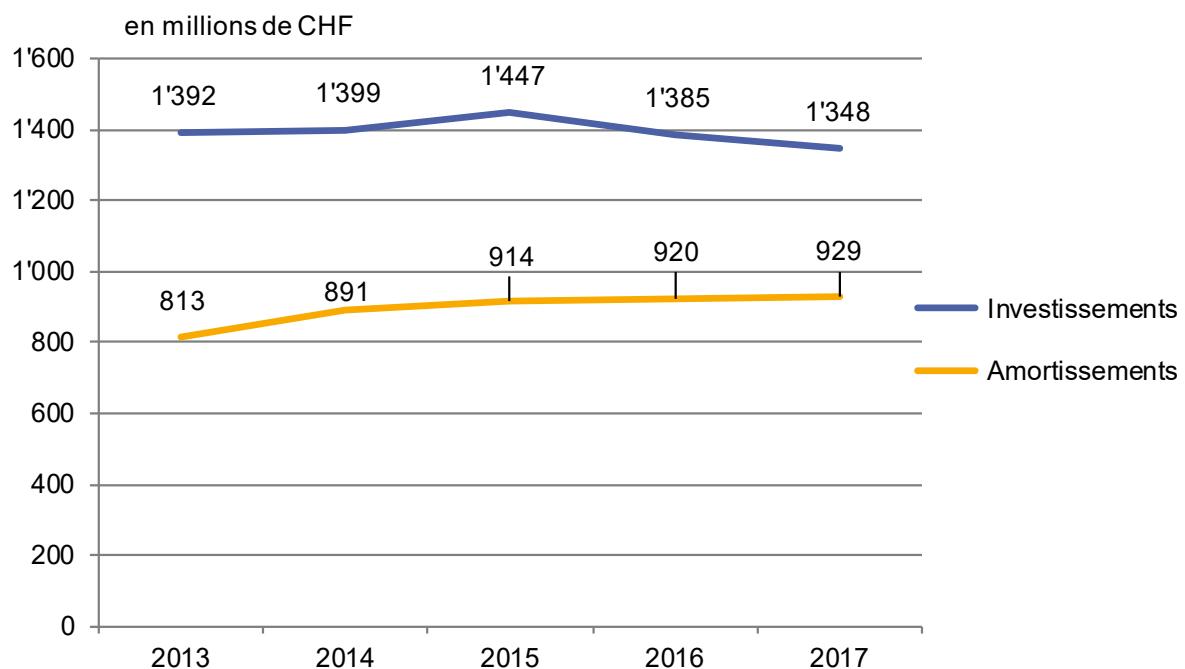


Figure 6 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

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. Celle-ci se réfère à une directive dé-

crivant les règles à observer par les gestionnaires de réseau qui soumettent des requêtes. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requêtes. Durant l'année sous revue, l'ElCom a statué sur 131 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau. Au total, au cours des huit dernières années, l'ElCom a édicté 809 décisions dans ce contexte (cf. figure 7).

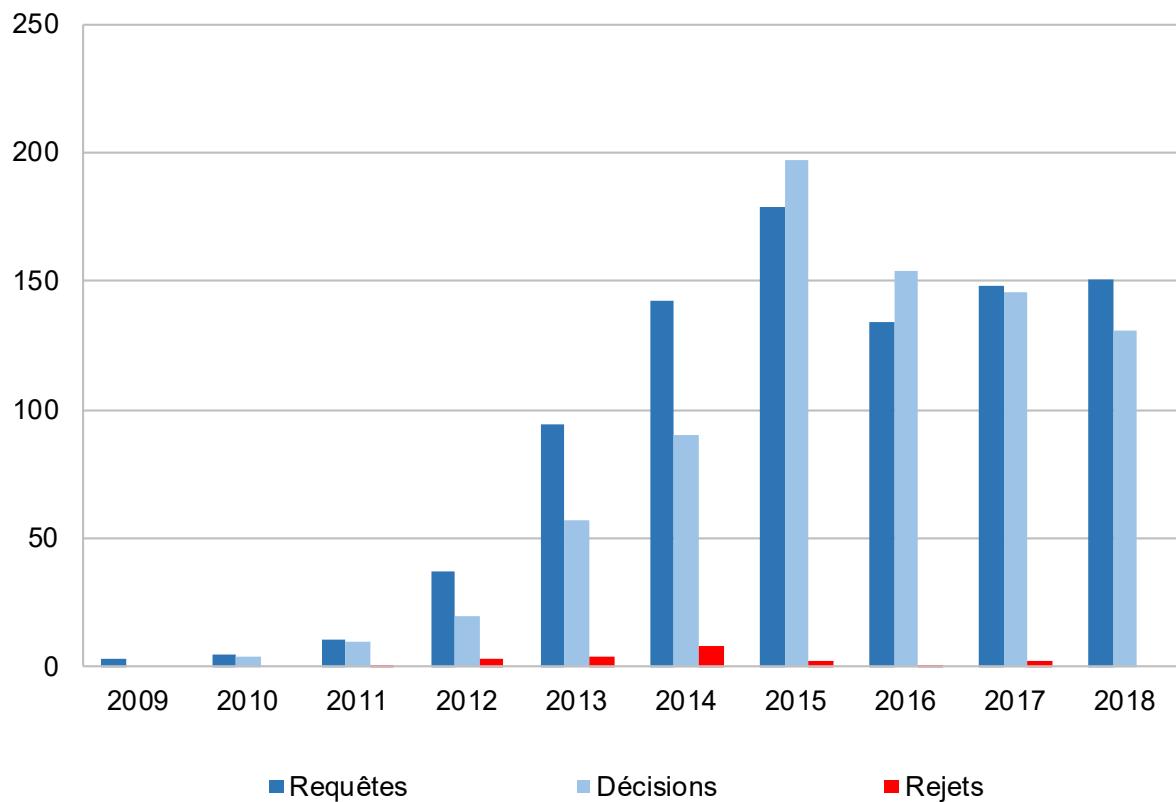


Figure 7 : Évolution du nombre de décisions relatives à des renforcements de réseau

Fin 2018, la somme des coûts de renforcements du réseau s'élevait à quelque 86,9 millions de francs, pour une puissance de production totale de 297,1 MW. Le tableau 5

donne un aperçu des chiffres clés concernant les renforcements de réseau effectués pendant la période allant de 2009 à 2018.

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	809	772	4	33
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²	4	4	3'000	22
Puissance du générateur [kW], valeur maximale ²	74'000	8'303	16'000	74'000
Puissance du générateur [kW], somme des valeurs	297'119	132'250	30'000	134'870
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3'500	3'500	1'805'003	16'697
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9'262'389	746'912	9'262'389	2'117'200
Coûts, total [CHF]	86'932'047	59'982'321	15'946'730	11'002'996
Coûts moyens [CHF] ³	108'665	78'511	3'986'682	343'844

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁴	3	3	346	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	819	3'498
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁴	293	454	532	82

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

2) Par requête/décision

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

4) Coûts relatifs correspondant 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 2018

3.5 Société nationale du réseau de transport

Les anciens propriétaires du réseau de transport ont dû transférer l'ensemble du réseau national à la société nationale Swissgrid. D'autres installations du réseau ont également

été transférées à Swissgrid en 2018, avec pour corollaire une augmentation du capital-actions de la société nationale du réseau.

3.6 Décisions et mesures concernant les réseaux

Renvoyé à l'ElCom suite à la décision 2C_805/2016 du Tribunal fédéral, le litige concernant l'augmentation de la tension d'alimentation de 12 à 20 kV dans un réseau moyen tension a finalement pu être clos par une décision entrée en force du 8 février 2018. Suite au renvoi, l'ElCom n'avait plus qu'à fixer la date contraignante pour la mise en œuvre de l'augmentation de la tension chez un consommateur final. Par ailleurs, dans sa décision 212-00276 du 13 septembre 2018, l'ElCom s'est prononcée sur l'obligation de verser une rémunération pour l'utilisation du réseau découlant de concessions. La requérante estimait qu'elle devait percevoir une rémunération pour l'utilisation du réseau de l'énergie soutirée chez des tiers et passant par son réseau. La partie adverse a affirmé qu'elle

soutirait de l'énergie découlant de concessions et qu'elle n'avait donc pas à verser une rémunération pour l'utilisation du réseau, compte tenu des dispositions en relation avec l'art. 14, al. 5, LApEl. Lors de l'interprétation préjudiciable sur les concessions (cf. décision ElCom 212-00276 du 11 avril 2017 concernant la compétence de l'ElCom pour l'évaluation de concessions), l'ElCom a conclu que particulièrement le libellé des concessions était en faveur d'une rémunération pour l'utilisation du réseau au sens de l'art. 14, al. 5, LApEl dans le cas concret du soutirage d'énergie. Une rémunération pour l'utilisation du réseau doit donc être prélevée selon le tarif applicable. Un recours contre cette décision est pendat devant le Tribunal administratif fédéral.

4 Marché suisse de l'électricité

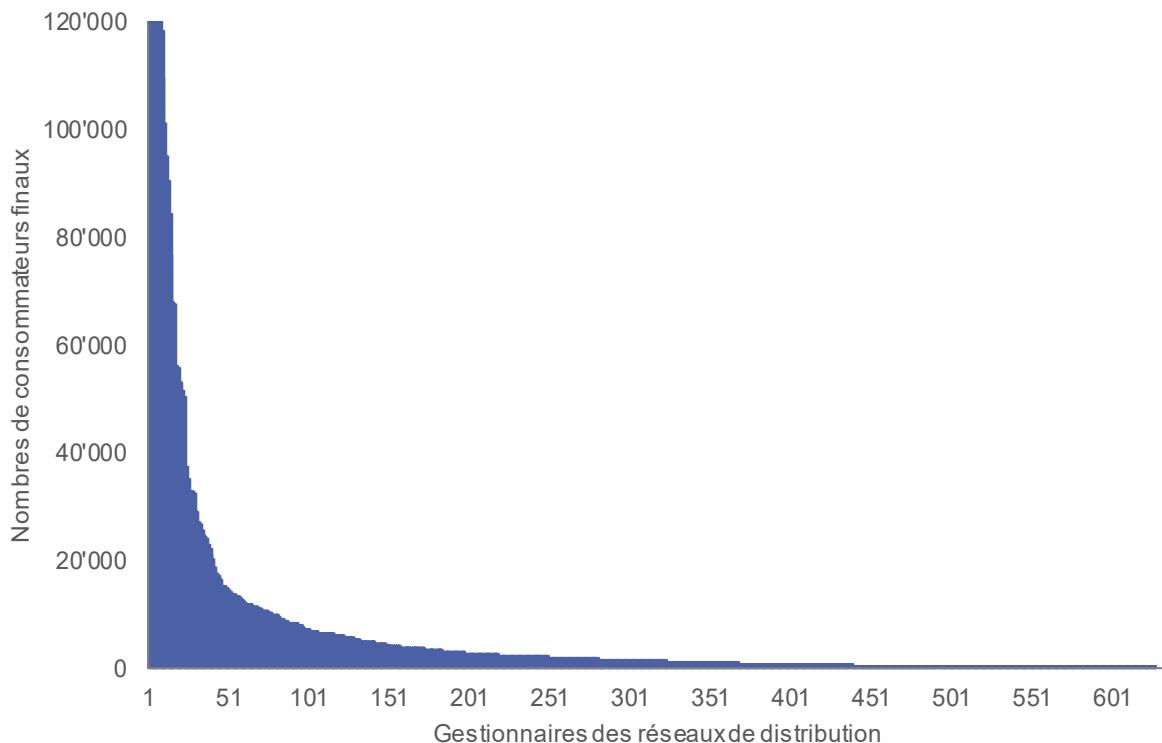


Légende : Depuis 2009, Swissgrid est le gestionnaire du réseau de transport suisse. On voit ici les pylônes du réseau de transport dans la plaine de la Linth.

4.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Le nombre de gestionnaires de réseau de distribution présents en Suisse a diminué d'environ 6 % depuis 2014 pour s'établir à 644 en 2018. Cette évolution observable depuis un certain temps s'explique d'une part par de nombreuses reprises de réseaux et d'autre part par le nombre croissant de fusions de communes. Entre 2013 et 2017, le nombre de communes a baissé de 2408 à 2255, soit d'environ 6 % (source : répertoire officiel des communes de Suisse). Comme la Suisse a enregistré une croissance démographique de plus de

4 % au cours de la même période, le nombre de consommateurs finaux par gestionnaire de réseau est en augmentation. Toutefois, comme le montre la figure 8, un gestionnaire de réseau de distribution typique demeure relativement petit ; en moyenne, il approvisionne 1500 consommateurs finaux. Seuls 81 gestionnaires de réseau comptent plus de 10'000 consommateurs finaux, onze en approvisionnent plus de 100'000. Au total, les gestionnaires de réseau suisses approvisionnent plus de 5,1 millions de clients en électricité.



4.2 Accès au marché et taux de changement

Dans la première phase d'ouverture du marché suisse de l'électricité, 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 leur propre fournisseur d'électricité. Jusqu'à fin octobre, ils peuvent décider s'ils veulent quitter l'approvisionnement de base 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'EIC organise régulièrement un relevé auprès des plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Les 79 gestionnaires de réseau concernés actuellement approvisionnent au total 4,1 millions de consommateurs finaux en Suisse, soit 80 % de l'ensemble des consommateurs finaux. Sur les 34'000 consommateurs finaux ayant droit à un accès au marché libre (0,8 % de tous les consommateurs finaux), 22'900, soit 67 %, en ont fait usage. Avec un total de 42,9 TWh, les consommateurs finaux dans les zones d'approvisionnement de ces gestionnaires de réseau représentent 80 % de la consommation finale en Suisse⁴. Sur les 42,9 TWh, un peu plus de la moitié de l'énergie (soit 22,7 TWh) va aux consommateurs finaux ayant le droit d'accé-

der au marché libre. Les consommateurs qui ont fait usage de ce droit consomment 18,1 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 (figure 9). Compte tenu de la baisse des prix du marché, le groupe de consommateurs finaux qui ont fait valoir leurs droits d'accès au marché libre a connu une forte croissance au cours des années suivantes. En 2019, la part des consommateurs finaux sur le marché libre a légèrement diminué. Ce recul est dû au fait que le nombre de consommateurs ayant le droit d'accéder au marché libre a plus fortement augmenté que celui des consommateurs ayant effectivement choisi de le faire. Selon les chiffres les plus récents, jusqu'à présent, deux tiers de l'ensemble des clients ayant le droit d'accéder au marché ont fait usage de leur droit (courbe orange). Ces derniers soutiennent quatre cinquièmes de la quantité d'énergie des clients ayant droit au marché libre (courbe bleue). Les consommateurs qui n'ont pas encore fait valoir leur droit d'accès sont donc relativement peu nombreux.

⁴ La consommation finale moyenne en Suisse entre 2008 et 2017, hors transports publics et éclairage, était de 53,8 TWh (source : Office fédéral de l'énergie).

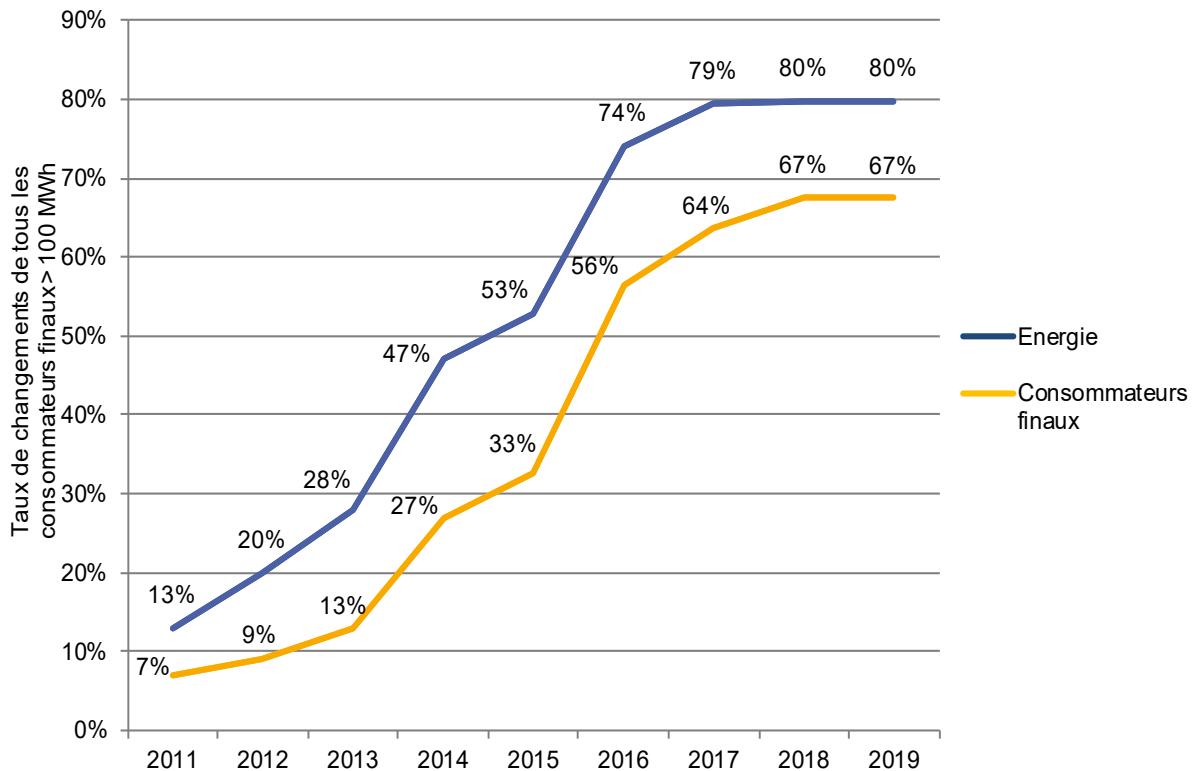


Figure 9 : Passage au marché libre

La figure 10 suivante 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 près de 43 % de la quantité d'électricité totale transmise aux consommateurs finaux par le réseau de distribution.

Si la quantité est étendue aux 50 plus grands gestionnaires de réseau, cette proportion dépasse 70 %. Les 50 gestionnaires de réseau suivants fournissent ensemble un dixième et le reste un sixième de l'électricité consommée par les consommateurs finaux.

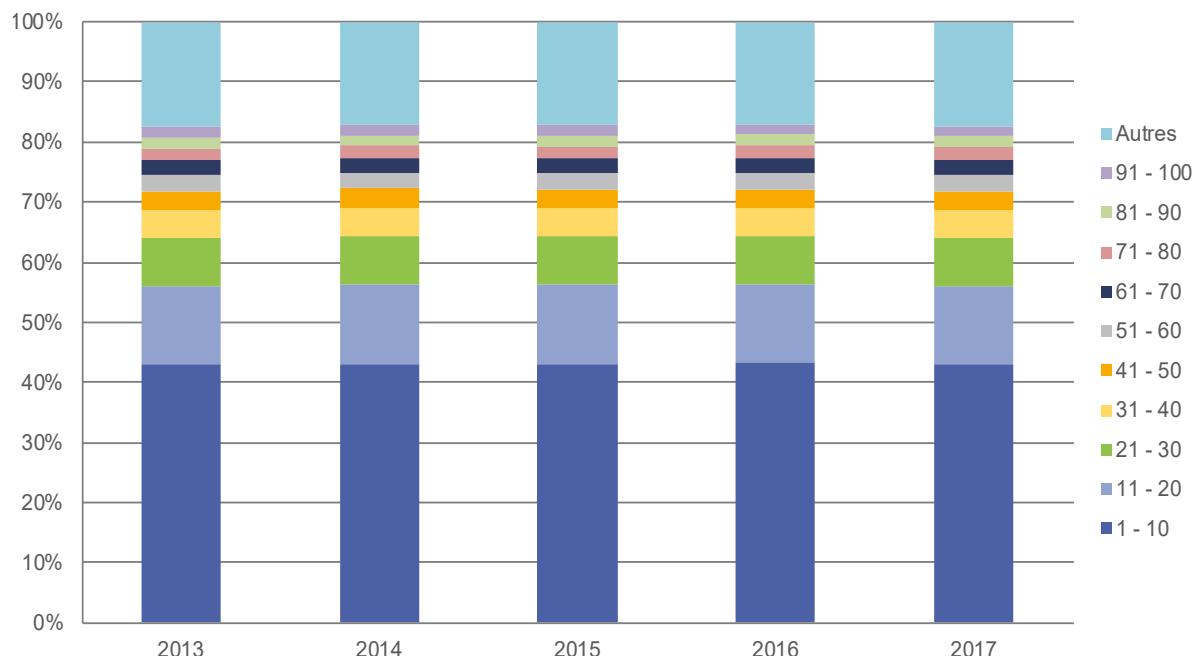


Figure 10 : Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

4.3 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 2018, le tarif 2019 pour les services-système (SDL) généraux baisse de 25 %. Outre la réduction des coûts pour la mise en réserve de puissance de réglage, la réduction de couvertures excédentaires existantes a engendré une baisse 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 (OApEl :30 % tarif d'utilisation, 60 % tarif de la puissance, 10 % tarif de base) ont pu être réduits d'environ 18 % par rapport à l'année précédente. En comparaison, le tarif pour les pertes actives a augmenté de 0,08 à 0,14 ct./kWh.

	2015	2016	2017	2018	2019
Utilisation du réseau					
Tarif de travail [ct./kWh]	0.22	0.25	0.25	0.23	0.19
Tarif de puissance [CHF/MW]	36'100	41'000	41'000	38'200	31'100
Tarif de base fixe par point de prélèvement	336'300	387'700	387'700	365'300	288'000
Tarif général des services-système [ct./kWh]					
	0.54	0.45	0.40	0.32	0.24
Tarif individuel des services-système					
Pertes actives [ct./kWh]	0.11	0.11	0.08	0.08	0.14

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 est de 0,97 ct./kWh. Au total, un ménage type avec une consommation annuelle de 4500 kWh (catégorie H4 : appa-

tement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique) paie en moyenne 9,4 ct./kWh pour le transport et la distribution de l'énergie à titre de rémunération pour l'utilisation du réseau (cf. paragraphe suivant, figure 11). La part du réseau de transport dans les coûts de réseau tarifés de ce ménage correspond donc à environ 10 %.

4.4 Tarifs du réseau de distribution

Structure tarifaire en général

La loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité partiellement révisée et les modifications de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, modifiant également certaines prescriptions relatives à la structure des tarifs d'utilisation du réseau. De nombreux gestionnaires de réseau ont donc adapté ces tarifs pour l'année 2019. Dans ce contexte, l'ElCom a répondu à de nombreuses questions portant sur l'admissibilité de diverses variantes de structures. Certaines d'entre elles sont publiées dans la communication complétée « FAQ : Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 », disponible sur le site internet de l'ElCom. Certains gestionnaires de réseau ont également introduit de nouveaux modèles tarifaires, parfois dynamiques, concernant les tarifs pour l'utilisation du réseau et la fourniture d'énergie en raison, entre autres, des modifications législatives susmentionnées, de l'introduction des systèmes de mesure intelligents, du recours accru à des centrales de production d'énergie décentralisées et de la flexibilisation souhaitée de la charge du réseau qui en découle. L'ElCom s'est penchée sur le sujet et a traité de nombreuses questions, dont certaines sont présentées dans la communication « Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses » disponible sur le site internet de l'ElCom. Suite à la publication des tarifs par les gestionnaires de réseau fin août 2018, il s'est avéré que les

tarifs n'étaient pas encore tous conformes à la loi. L'ElCom a donc invité les gestionnaires de réseau à vérifier encore une fois leurs tarifs pour l'année 2019 et à procéder le cas échéant aux adaptations nécessaires.

En 2019, un consommateur final avec le profil de consommation H4 paiera en moyenne 20,4 ct./kWh (figure 11). Sur une année, cela correspond à une facture d'électricité de 918 francs pour une consommation de 4500 kWh. Le prix de l'électricité 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 les mesures d'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 précédent l'année tarifaire correspondante. Le prix médian de l'électricité en 2019 est le même que l'année précédente. Toutefois, il y a des différences au niveau des composantes individuelles. Tandis que les tarifs du réseau ont diminué de 0,2 ct./kWh, les tarifs de l'énergie ont augmenté de 0,2 ct./kWh. Les redevances pour les énergies renouvelables ainsi que les redevances dues aux collectivités publiques sont restées constantes. Depuis l'année tarifaire 2018, les gestionnaires de réseau déclarent à la fois le produit le moins cher et leur produit standard. Le produit standard est facturé au consommateur final si ce dernier ne choisit pas activement

un autre produit. Ce produit se réfère généralement exclusivement à l'énergie. Par conséquent, les tarifs du réseau de distribution à partir de

2018 ne sont comparables avec ceux des années précédentes que dans une mesure limitée.

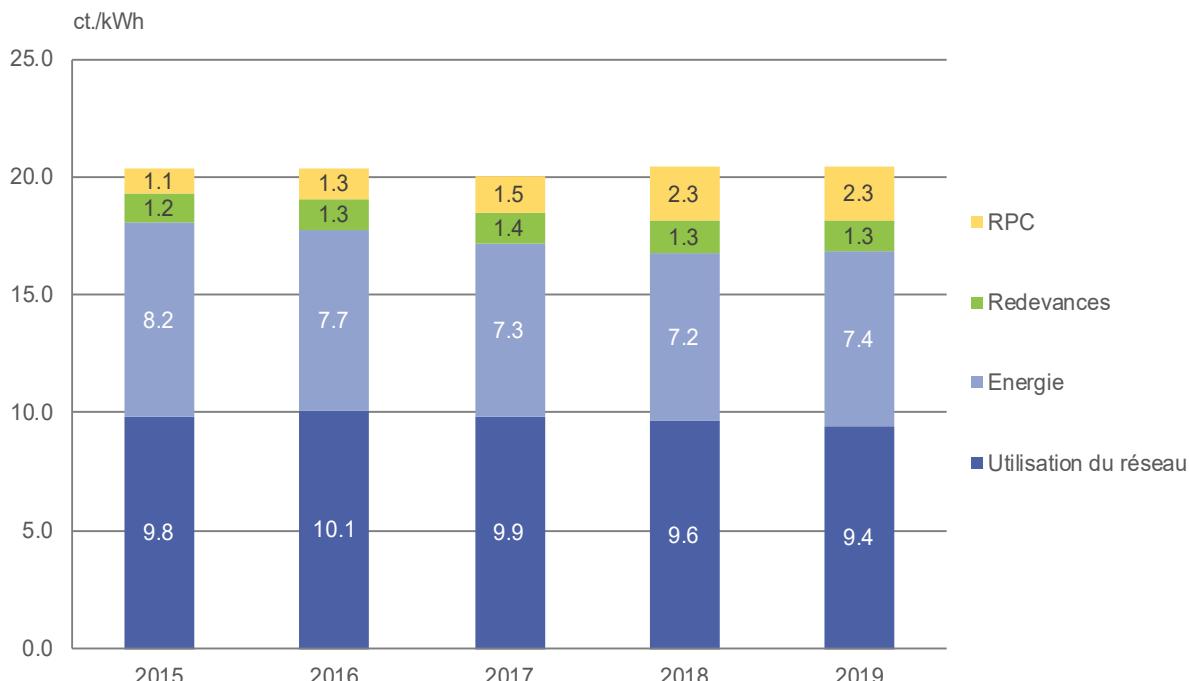


Figure 11 : Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Les chiffres tarifaires de la figure 11 se réfèrent à des moyennes nationales. Toutefois, 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 12 à 15 ci-dessous comparent les tarifs cantonaux médians. 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 réfé-

rence nationale. Alors que le canton de Bâle-Ville, par exemple, avait des tarifs de réseau relativement bas (vert clair) en 2015, ceux-ci sont aujourd'hui assez élevés (orange).

Les cartes suivantes montrent la situation en 2015 et 2019. Seules les composantes tarifaires réseau et énergie peuvent être directement influencées par les gestionnaires de réseau et sont contrôlées par l'ElCom. La valeur médiane des rémunérations pour l'utilisation du réseau a reculé d'environ 0,5 ct./kWh pendant la période sous revue. Les tarifs de l'énergie ont baissé en moyenne de 0,7 ct./kWh. Ces dix dernières années, les tarifs de l'énergie ont baissé de 1,5 ct./kWh, soit près de 20 %.

Utilisation du réseau

Figure 12 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux d'utilisation du réseau (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2015 et 2019

Energie



Figure 13 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux de l'énergie (médiane) pour le profil de consommation H4, années 2015 et 2016

La figure 14 représente les médianes des redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques. Elle ne tient pas compte des redevances fédérales uniformes à l'échelle nationale et destinées à encourager la production d'énergies renouvelables⁵. Les redevances et les prestations aux collectivités publiques ne sont pas contrôlées par l'EICOM, mais déterminées dans le cadre

de processus de décisions politiques locales. La valeur médiane des redevances et prestations est restée constante pendant la période sous revue. On constate que les montants sont souvent soit élevés ou faibles, mais rarement dans la moyenne (en jaune).

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 15.

Redevances et prestations aux collectivités publiques

2015

2019

Comparaison tarifaire en cent./kWh:
Catégorie H4, Prix total pour l'année 2015

Comparaison tarifaire en cent./kWh:
Catégorie H4, Prix total pour l'année 2019

Figure 14 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux des redevances et prestations cantonales et communales à la collectivité pour le profil de consommation H4, années 2015 et 2019

La médiane du tarif global est restée quasi-constante pendant la période sous revue. Le tarif global comprend également le supplément perçu sur le réseau pour l'encouragement des énergies renouvelables, lequel a doublé de 2015 à 2019, passant de 1,1 à 2,3 ct./kWh. La part que représente le sup-

plément perçu sur le réseau et les redevances aux collectivités publiques est donc passée de 11 % à 18 % pendant la période sous revue. En raison de l'augmentation du supplément perçu sur le réseau, la médiane du prix total de l'électricité est restée à peu près la même, malgré la baisse des tarifs réseau et énergie.

Prix total de l'électricité

2015

2019

Comparaison tarifaire en cent./kWh:
Catégorie H4, Prix total pour l'année 2015

Comparaison tarifaire en cent./kWh:
Catégorie H4, Prix total pour l'année 2019

Figure 15 : Comparaison des tarifs moyens cantonaux (médiane) pour le prix total de l'électricité, profil de consommation H4, années 2015 et 2019.

4.5 Examens des tarifs

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

- Chaque gestionnaire de réseau doit remettre au plus tard à la fin du mois d'août sa 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 180 tests pour vérifier qu'elle ne comporte pas d'erreurs, d'incohérences ou de données non plausibles, puis envoie cette évaluation au gestionnaire de réseau pour correction ou justification. Au total, plus de 10'000 remarques ont été envoyées aux gestionnaires de réseau. Les 627 gestionnaires de réseau qui ont remis leur comptabilité analytique dans les délais, ou à l'échéance du premier rappel, ont reçu avant la fin de l'année sous revue l'évaluation leur demandant, si nécessaire, de vérifier les données potentiellement anormales et de les corriger ou de les justifier.
- L'ElCom examine de manière ciblée les gestionnaires de réseau qui présentent des valeurs contraires à la loi ou non plausibles, même une fois la révision effectuée. Au cours de l'année sous revue tout comme l'année précédente, l'ElCom a notamment sanctionné 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. Il s'agit 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 32 gestionnaires de réseau ont été examinés dans le détail et corrigés lorsque cela était nécessaire.
- L'ElCom vérifie également que les gestionnaires de réseau répondent aux différents critères concernant le montant des tarifs, les coûts et le respect de la règle des 95 francs. Dans 92 cas au total et selon les différents critères, 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.

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 tels 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.

Coûts de l'énergie :

Concernant la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, l'accent a été mis la méthode basée sur le prix moyen et sur la règle des 95 francs durant l'année sous revue.

Méthode basée sur le prix moyen :

Lors du vote final du 15 décembre 2017, le Parlement a maintenu l'art. 6, al. 5, LApEl et ainsi la méthode basée sur le prix moyen de l'ElCom. Cette méthode permet de connaître la répartition des coûts de l'approvisionnement entre les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base et les clients ayant accès au marché libre.

Sur la base des données transmises par l'ElCom, il a été possible d'identifier certains gestion-

naires de réseau qui avaient facturé les années précédentes des coûts de l'énergie disproportionnés à leurs consommateurs finaux captifs et n'avaient donc sans doute pas utilisé la méthode basée sur le prix moyen conformément à la jurisprudence et à la pratique de l'ElCom.

Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a demandé à douze gestionnaires de réseau particuliers de recalculer les coûts de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base conformément aux exigences légales et à la jurisprudence, et de compenser le montant corrigé par les différences de couverture. Deux autres fournisseurs ont en outre été invités à d'abord remettre les bases de données nécessaires à l'évaluation.

Cinq gestionnaires de réseau se sont entièrement conformés aux exigences de l'ElCom avant la fin de l'année, et les dossiers ont pu être clos. En revanche, une procédure officielle de révision tarifaire a dû être ouverte contre cinq entreprises. Dans les autres cas, il existe encore certaines différences dans la mise en œuvre concrète et un gestionnaire de réseau s'est finalement fait remarquer dans un autre domaine.

Règle des 95 francs :

L'ElCom a également mis l'accent sur la règle dite des 95 francs et a exigé un ajustement de la part de plusieurs gestionnaires de réseau. La règle des 95 francs a été élaborée par l'ElCom afin de permettre de manière simple une évaluation des coûts de gestion et d'exploitation appropriés encourus par les gestionnaires de réseau pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base.

L'ElCom a également analysé en détail la situation des coûts et des bénéfices dans la vente de l'énergie pour l'année sous revue. Elle a constaté que les valeurs limites de 95 francs et

150 francs appliquées jusqu'à présent ne permettaient plus d'établir des tarifs de l'énergie appropriés. Les gestionnaires de réseau ont certes pu dans l'ensemble réduire considérablement leurs coûts de vente d'énergie ces dernières années, mais ils ont augmenté ainsi leurs bénéfices sans que les consommateurs finaux profitent de l'augmentation de l'efficacité. L'El-

Com a donc fixé de nouvelles valeurs limites de 75 et de 120 francs à partir du 1^{er} janvier 2020 pour la révision des tarifs de l'énergie des clients finaux dans l'approvisionnement de base. La proportionnalité de ces valeurs sera réévaluée tous les deux ans. L'ElCom précise les modalités d'application de la règle dite des 75 francs dans sa nouvelle directive 5/2018.

4.6 Jurisprudence

Dans son arrêt A-1344/2015 du 28 juin 2018, le Tribunal administratif fédéral a examiné les coûts d'énergie imputables de Repower AG. Il s'agissait de statuer sur la mise en œuvre de la méthode dite basée sur le prix moyen (cf. ATF 142 II 451 consid. 5) pour un groupe d'entreprises. Le Tribunal administratif fédéral est arrivé à la conclusion qu'en raison de la formulation ouverte, les structures relevant du droit des sociétés d'un groupe d'entreprises étroitement liées sur le plan économique n'étaient pas obligatoirement déterminantes pour la clé de répartition des coûts entre des consommateurs finaux captifs et des clients libres. Considérant l'imbrication économique, il a dans ce cas particulier préconisé une approche glo-

bale du groupe d'entreprises. Pour le portefeuille énergétique, il a confirmé la pratique de l'ElCom selon laquelle il faut tenir compte non seulement des sources de production et d'acquisition en matière d'approvisionnement des consommateurs finaux captifs, mais de l'ensemble du portefeuille énergétique. Cela comprend également les achats pour les distributeurs et les autres activités commerciales. L'affaire a finalement été renvoyée à l'ElCom pour réexamen en tenant compte des contrats d'achats à long terme avec l'étranger. Le Tribunal fédéral n'est pas entré en matière sur le recours formé à l'encontre de ce jugement (arrêt 2C_739/2018 du 8 octobre 2018).

4.7 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. Cette forme de régulation est appliquée en complément des procédures actuelles de vérification des tarifs. Des indicateurs sélectionnés dans les domaines de la qualité de l'approvisionnement et des services ainsi que des coûts et des tarifs mesurent la qualité, les coûts et l'efficacité de chaque fournisseur concernant ses prestations. Les indicateurs de conformité montrent également le respect des délais prescrits par

la loi et des prescriptions régulatoires. La comparaison directe des gestionnaires de réseau doit les inciter à corriger leurs éventuels points faibles, sans que le régulateur doive intervenir. Pour ces comparaisons, les gestionnaires sont regroupés en fonction de leurs similitudes structurelles.

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 travaux liés à la régulation Sunshine ont occupé l'ElCom tout au long de l'année. Comme l'année précédente, un sujet important a été la création d'une base juridique dans le cadre de la révision de la LApEl visant à permettre la publication des résultats individuels de chaque gestionnaire 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 640 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 quatrième phase de tests. Les résultats individuels ont été envoyés aux gestionnaires, en fonction des langues, pendant l'été 2018. Comme les années précédentes, les résultats comparatifs n'ont été envoyés qu'aux gestionnaires de réseau concernés. Par rapport aux phases de test précédentes, le nombre de produits énergétiques a été introduit dans l'année sous revue. Les informations fournies aux consommateurs finaux en cas d'interruptions planifiées ont également été comparées pour la première fois.

Comme les années précédentes, de nombreux documents explicatifs sur la régulation Sunshine ont été publiés sur le site Internet de l'ElCom. Ces publications s'adressent en premier lieu aux gestionnaires de réseau concernés, mais aussi au public intéressé.

4.8 Système de mesure

Afin de mettre en œuvre l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_1142/2016 du 14 juillet 2017, l'ElCom avait déjà repris en 2017 la procédure portant sur le changement de prestataire de services de mesure, pour clarifier si le mandat exécuté par un tiers pouvait compromettre l'exploitation sûre du réseau. L'ElCom a réuni les parties afin de savoir si les mesures de facturation avaient une influence sur l'exploitation sûre du réseau, dans quelle mesure le mandat d'un tiers pouvait compromettre cette dernière et quelles mesures permettraient de l'éviter. Le gestionnaire de réseau a fait valoir que la sécurité de l'exploitation du réseau n'était pas compromise et a accepté la demande du requérant de confier les prestations de mesure à un tiers, conformément aux directives publiées par le gestionnaire de réseau. À la demande des parties, l'ElCom a annulé au printemps la procédure devenue sans objet.

En octobre 2016, l'ElCom a décidé de mener une étude approfondie sur les coûts et les équipements de mesure en Suisse à cause des tarifs de mesure élevés pratiqués dans de nombreux endroits. Entre mai et octobre 2017, on a procédé à l'enregistrement des compteurs utilisés en Suisse en 2016, des points de mesure, des coûts des systèmes de mesure et, en particulier, des coûts de mesure de la courbe de charge avec relevé à distance. L'évaluation s'est terminée au printemps 2018. Les résultats ont été publiés dans un rapport en juin 2018.

Ce rapport était basé sur un questionnaire auquel 94 % des gestionnaires de réseau concernés exploitant plus de 99 % de tous les points de mesure ont répondu. L'enquête sur les coûts de mesure concerne donc pratiquement tous les gestionnaires de réseau et les points de mesure en Suisse.

Des 5,4 millions de points de mesure recensés, environ 90 % ont été relevés sur place pendant l'année sous revue. Les systèmes de mesure intelligents (smart meter) représentent environ 8 % et les mesures de la courbe de charge environ 2 %. Les coûts de mesure des réseaux équipés de systèmes de mesure intelligents sont de 23 à 58 % plus élevés. Les coûts de mesure annuels totaux par point de mesure sont compris entre 20 et 100 francs (médiane 48 francs) pour la plupart des gestionnaires de réseau. Des économies d'échelle n'ont pas été constatées. Sur l'ensemble des coûts de réseau (sans coûts en amont et SDL), les coûts de mesure s'élèvent en valeur médiane à 6 %.

Le rapport montre que chez près de 25 % des fournisseurs, les coûts de mesure de la courbe de charge avec relevé à distance et analyse des données sont supérieurs aux 600 francs annuels indiqués par l'ElCom comme n'étant pas excessifs. 50 % des gestionnaires de réseau ont indiqué des coûts allant jusqu'à 600 francs au maximum. Les coûts de 600 francs sont donc réalistes pour une mesure efficace, malgré toutes les critiques exprimées par les gestionnaires de réseau. Même en tenant compte des coûts de transmission, qui ne font pas partie des 600 francs mentionnés, il est possible d'avoir des coûts inférieurs à 600 francs. Si l'on compare avec les tarifs les coûts de mesure de la courbe de charge avec relevé à distance, on constate des différences importantes chez certains gestionnaires de réseau. Ainsi, 60 % des fournisseurs, par exemple, ont facturé pour les mesures de la courbe de charge des tarifs plus élevés qu'ils ne l'avaient indiqué dans les coûts (y compris les coûts de transmission). La médiane des tarifs pour ces gestionnaires de réseau était de 900 francs, tandis qu'elle était de 575 francs pour les coûts. 117 gestionnaires de réseau ont facturé des tarifs supérieurs à 1000 francs. Des tarifs élevés pour les mesures de la courbe de charge et la double facturation, inadmissible selon

l'ElCom, des tarifs de mesure pour deux mesures de la courbe de charge sur un même site constituent un poste budgétaire conséquent dans l'exploitation des installations de production. Ces tarifs peuvent entraver les investissements dans les énergies renouvelables.

En raison des nouvelles bases légales en matière de métrologie entrées en vigueur début 2018 dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, l'ElCom a été confrontée à plusieurs questions, notamment concernant le recours à des systèmes de mesure intelligents et l'imputabilité de coûts de mesure. L'ElCom a donc rédigé à ce propos le document « FAQ : Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 » qu'elle a publié en avril 2018 et mis à jour en octobre 2018.

En octobre 2018, l'ElCom a également publié une communication sur l'admissibilité et l'imputabilité de l'utilisation de systèmes de mesure intelligents. La communication s'inscrit dans le contexte de l'obligation légale des gestionnaires de réseau d'équiper à partir de 2018 les installations de production d'énergie nouvellement raccordées ainsi que les consommateurs finaux entrant dans le marché libre d'un système de mesure intelligent conformément aux exigences de l'OAPEL. Cette dernière prescrit notamment que ces systèmes de mesure doivent être soumis à la vérification de la sécurité des données et approuvés par l'Institut fédéral de métrologie METAS. Les systèmes de mesure approuvés ne seront vraisemblablement disponibles sur le marché qu'à partir du second semestre de 2019. L'OAPEL contient donc une disposition dérogatoire explicite pour 2018 autorisant l'utilisation de systèmes de mesure intelligents qui ne sont pas encore entièrement conformes aux exigences de l'OAPEL. Cette exception cessera d'être valable début 2019. L'ElCom a entre autres précisé dans sa communication que pour les deux cas men-

tionnés, des systèmes de mesure intelligents non (encore) conformes aux exigences de l'OApeI pouvaient aussi être utilisés dès 2019 tant qu'il n'en existait pas encore de conformes sur le marché.

De plus, au mois de décembre 2018, l'ElCom a publié en collaboration avec l'Institut fédéral de métrologie (METAS) une notice portant sur le recours à des systèmes de mesure intel-

ligents en lien avec le regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). La communication précise jusqu'à quel point les systèmes de mesure intelligents utilisés dans le cadre d'un RCP sont soumis à l'OApeI, à l'ordonnance sur les instruments de mesure (OIMes) ainsi qu'à l'ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques (OIMepe).

4.9 RPC et rétribution unique

Le 1^{er} janvier 2018, le régime d'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, totalement revu, est entré en vigueur. L'ElCom n'est depuis lors plus compétente pour statuer sur les décisions rendues par Pronovo SA en la matière. En vertu du droit transitoire, elle reste toutefois compétente pour les cas pendents. Durant l'année sous revue, l'ElCom a ainsi rendu au total 196 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.

Dans 12 procédures, l'ElCom a mis en œuvre un arrêt du TAF du 5 juin 2017 (A-195/2016) et a retenu que les installations photovoltaïques litigieuses étaient visuellement intégrées. Elle les a donc qualifiées d'intégrées et a fixé un dédommagement unique à titre d'indemnisation fondé sur le droit au respect des promesses qui couvre les coûts réels gé-

nérés par les mesures prises pour rendre l'installation conforme à une ancienne directive de l'OFEN non conforme à l'OENE.

Saisie de nombreux recours contre des décisions par lesquelles Swissgrid SA a adapté le taux plus élevé pour les installations photovoltaïques intégrées au taux plus bas pour les installations ajoutées, l'ElCom a rendu deux décisions pilotes par lesquelles elle a annulé les décisions Swissgrid SA en raison de la violation du droit d'être entendu et pour cause d'absence de motivation. Pronovo SA a alors annulé ses décisions de requalification et l'ElCom a rendu 168 décisions de classement faute d'objet. Deux d'entre elles ont été attaquées par-devant le TAF.

L'ElCom a rendu six décisions sur recours portant sur la question du rejet d'une demande de prolongation de délai pour déposer les communications d'avancement du projet. Dans

quatre cas, le recours a été rejeté du fait que le retard était imputable au recourant (manque-ment à la planification professionnelle concré-tisé par un manque de maturité des projets). Dans deux cas, le recours a été admis du fait que le retard n'était pas imputable à la recou-rante (retard induit par un recours déposé par des organisations de défense de l'environne-ment contre l'octroi des autorisations spéciales mené jusqu'au TF et d'emblée infondé, car concernant une zone dans laquelle une petite centrale hydraulique peut être réalisée sans mesures de planification). Les délais de com-munication d'avancement du projet et d'avis de mise en service ont été prolongés.

Dans un cas, l'ElCom a qualifié d'intégrée une installation de type GSE IN-ROOF SYS-TEM. Dans un autre, elle a déclaré un recours irrecevable, faute pour le recourant de s'être

acquitte de l'avance des frais de procédure dans le délai fixé.

Dans un cas, le décompte final d'un pro-gramme lié aux appels d'offres publics a été contesté. En référence à l'application concrète des conditions applicables à un appel d'offres, l'ElCom a décidé du droit au versement de l'intégralité du montant de subvention prévu.

Le Tribunal administratif fédéral a décidé qu'une installation de production d'énergie considérablement agrandie ou rénovée devait atteindre la production minimale requise cal-culée au jour près, même pendant l'année de la mise hors service et qu'une compensation hypothétique n'était pas permise. Si la pro-duction minimale requise n'est pas atteinte, l'installation est rétribuée au prix du marché.

5 Surveillance du marché



Depuis 2016, les acteurs du marché suisse actifs sur le marché de gros de l'électricité européen, relevant donc du REMIT, doivent mettre à la disposition de l'ElCom des informations détaillées sur leurs activités commerciales.

L'ElCom collecte et évalue les données nécessaires à la surveillance du marché de gros de l'électricité. En 2018, les travaux de ElCom se concentraient sur la surveillance du marché suisse de l'électricité et l'analyse des activités des acteurs du marché suisse à l'étranger. Dans le cadre de ces activités, des analyses ad hoc ont été réalisées en raison d'événements actuels tels que des jours extrêmement froids en février 2018 ou des jours exceptionnellement chauds en août 2018. En outre, les six déclarations d'opérations suspectes envoyées à l'ElCom par les marchés organisés ont été étudiées en détail. L'objectif principal de l'étude sur ces incidents était surtout de déterminer s'il y avait eu manipulation du marché ou si des opérations fondées sur des informations privilégiées avaient eu lieu en cas de pannes non planifiées de centrales électriques. Les comportements non explicables ou particuliers sur le marché ont été discutés avec les acteurs du marché concernés, afin de réduire à l'avenir tout comportement pouvant le perturber. L'objectif est

de garantir que les prix de gros de l'énergie soient fixés en fonction de la concurrence.

Cependant, le travail de la section Surveillance du marché porte non seulement sur l'intégrité du marché suisse de l'électricité, mais aussi sur sa transparence. C'est pourquoi l'ElCom publie depuis février 2018 un rapport hebdomadaire du marché à terme et, depuis octobre 2018, un rapport hebdomadaire du marché spot. L'objectif de ces rapports de marché est de fournir aux acteurs du marché intéressés des informations sur l'état actuel des prix de l'électricité en Suisse et dans les pays voisins ainsi que sur leur évolution au cours de la semaine écoulée. Il permet aussi d'expliquer l'évolution des prix en fonction des facteurs pouvant les influencer, comme les prix du CO₂, du charbon et du gaz réputés être la cause d'une hausse des prix. Le rapport du marché à terme se concentre sur les produits à plus long terme tels que les contrats annuels, mensuels et trimestriels en Suisse, en Allemagne, en

France et en Italie. Le rapport du marché spot présente les contrats horaires et hebdomadaires ainsi que les données fondamentales les plus importantes pour comprendre les fluctuations de prix (production d'électricité par technologie, demande, température, flux frontaliers commerciaux entre la Suisse et les pays voisins Allemagne, France et Italie, ainsi que prévisions de production d'énergie éolienne et solaire en Allemagne). Jusqu'à présent, ces rapports ont suscité un vif intérêt.

En juin 2018, un atelier, désormais traditionnel, consacré à la surveillance du marché a été organisé à l'intention des acteurs du marché suisse. Cette fois-ci, les présentations ont porté sur les thèmes de la « surveillance du marché sous différents angles » et les « applications possibles de la blockchain dans le secteur de l'énergie ». L'actualité de ces sujets ainsi que l'intérêt qu'ils suscitent ont été confirmés par les 70 participants. La technologie DLT (Distributed Ledger Technology) – et surtout la blockchain – sont vivement débattues. Pendant et après la pause, les partici-

pants se sont aussi demandé si la blockchain pouvait rendre les procédés du secteur de l'énergie plus efficaces.

Cette année encore, les échanges thématiques avec les autorités de régulation en charge de la surveillance du marché dans les pays voisins ont très bien fonctionné. Une à deux séances bilatérales de coordination sont fixées dans l'année et permettent d'échanger des expériences concernant les méthodes utilisées. Des séances avec la FINMA ont également eu lieu dans ce contexte. En outre, un échange avec la bourse suisse Six a également été initié, servant en premier lieu à développer le savoir-faire en matière d'activités de monitoring du marché et à développer davantage l'analyse de l'évolution de ce dernier.

La section Surveillance du marché a également intensifié son travail avec les organes internationaux et assure désormais une présidence au sein du groupe de travail CEER Market Integrity and Transparency.

5.2 Section Surveillance du marché – les chiffres de 2018

Fin 2018, 65 acteurs du marché étaient enregistrés auprès de l'ElCom et six Registered Reporting Mechanism (RRM) étaient liés à la base de données de l'ElCom pour la transmission des données à déclarer. L'ElCom dispose également de sa propre interface sur les plates-formes du REGRT-E et de la EEX.

Le nombre de données transmises à l'ElCom a également fortement augmenté en 2018. 85 % des données déclarées relèvent de la catégorie des contrats standard. Au total, plus de 23 millions de transactions (offres et contrats) ont été enregistrées, soit 30 % de plus que l'année 2017. Le rapport entre les

offres et les contrats est d'environ 2,5 à 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 seulement 3200 notifications en 2017.

Outre les informations concernant les transactions en lien avec le marché de l'énergie, des données fondamentales ont également été enregistrées dans le système de monitoring du marché. Elles concernent avant tout l'injection d'énergie électrique produite par différents types de centrales et d'énergies

renouvelables. 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 pris en compte dans le système. Au total en 2018, plus de 4,2 millions de notifications concernaient les données fondamentales.

Grâce à la prise en compte des données fondamentales de la Suisse et des pays voisins dans les activités de monitoring, les analyses effectuées ont pu être fortement améliorées. Plus la vue d'ensemble est complète, plus la surveillance du marché de l'électricité peut être effectuée de manière efficace et pertinente.

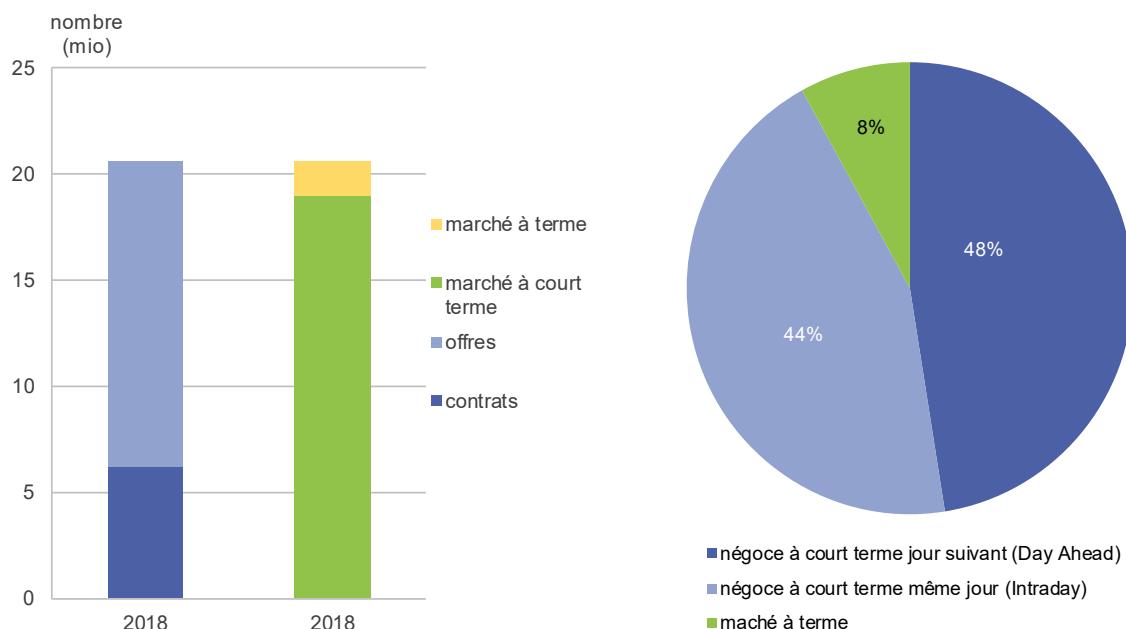


Figure 16 : Contrats standard pour 2018. À gauche : répartition des offres/contrats et marché à court terme et à terme en 2018. À droite : répartition en 2018 négocié à court terme le jour suivant/négocié à court terme même jour/marché à terme.

5.3 Analyse Capacity Withholding

Les enchères day-ahead sont importantes dans le commerce de l'électricité et consistent à vendre aux enchères le volume d'électricité un jour avant la livraison. Les acteurs du marché présentent leurs offres d'achat et de vente d'électricité dans un délai fixé. L'enquête la plus importante pour la Suisse est celle des

contrats à court terme. Des offres peuvent être soumises pour le volume d'électricité livré ou soutiré chaque heure du jour suivant. Après la clôture de l'enquête, la plate-forme d'enquêtes calcule la courbe de l'offre et de la demande pour en déduire le prix d'équilibre du marché par heure qui détermine ce que

chaque acteur du marché paie ou reçoit si son offre est supérieure (achat) ou inférieure (vente) au prix d'équilibre. Retenir une quantité importante de production d'électricité lors de la vente aux enchères peut faire grimper le prix d'équilibre du marché et profiter aux fournisseurs d'électricité.

Le comportement des acteurs du marché suisse à cet égard a été étudié pour les périodes de février/mars et de juillet/août 2018. En février 2018, les températures étaient ex-

ceptionnellement basses. Lorsque les températures sont basses, la demande est généralement haute. C'est pourquoi les prix observés sont également élevés. L'analyse réalisée doit permettre de clarifier si une partie de la capacité a été retenue (dite Capacity Withholding) et si cela a eu une incidence sur les prix du marché. L'été 2018 a connu par moments des températures supérieures à 35° degrés. Là aussi, on a examiné si les températures très élevées avaient une influence sur les prix.

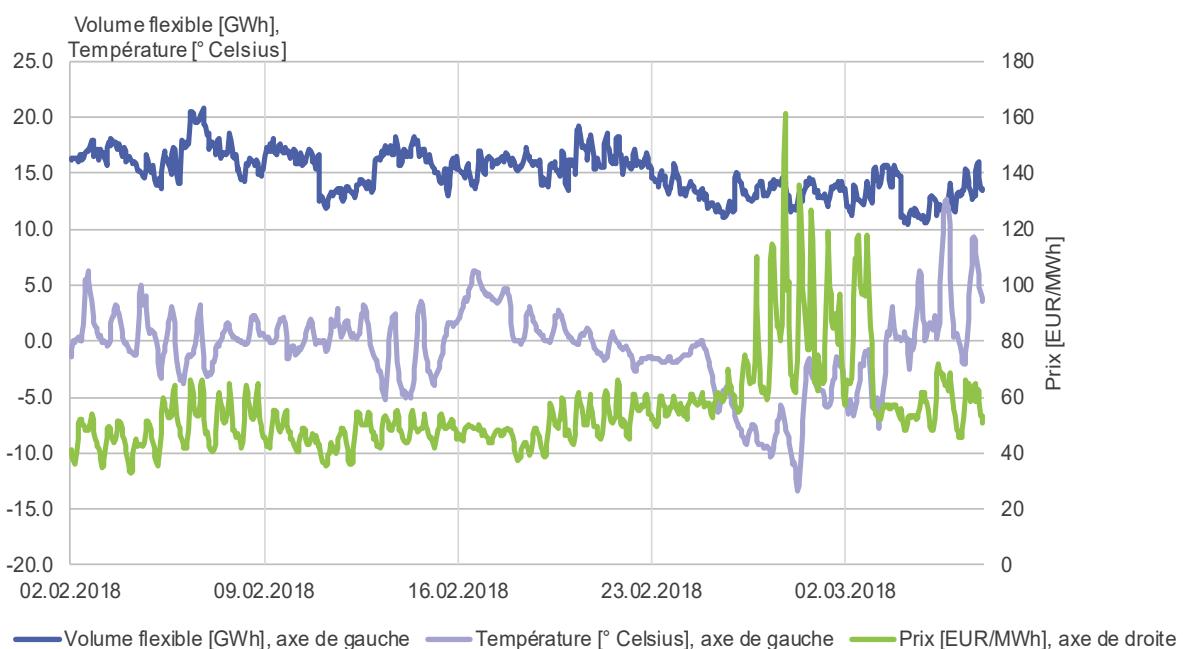


Figure 17 : Volume total flexible dans les enchères Day Ahead, février / mars 2018

On a pu constater un léger recul du volume offert durant la phase la plus froide. Ce phénomène peut s'expliquer de plusieurs manières. Si, par exemple, un acteur du marché vend sa capacité de production davantage sur le marché de l'énergie de réglage parce que les conditions y sont plus attrayantes, le vo-

lume qu'il peut vendre sur le marché Day Ahead diminue en conséquence. Toutefois, dans le négocié de l'électricité, la prise de risque diminue par temps très froid, car en raison de la forte demande et de l'insuffisance de l'offre sur le marché Intraday, des pics de prix ne peuvent être exclus.

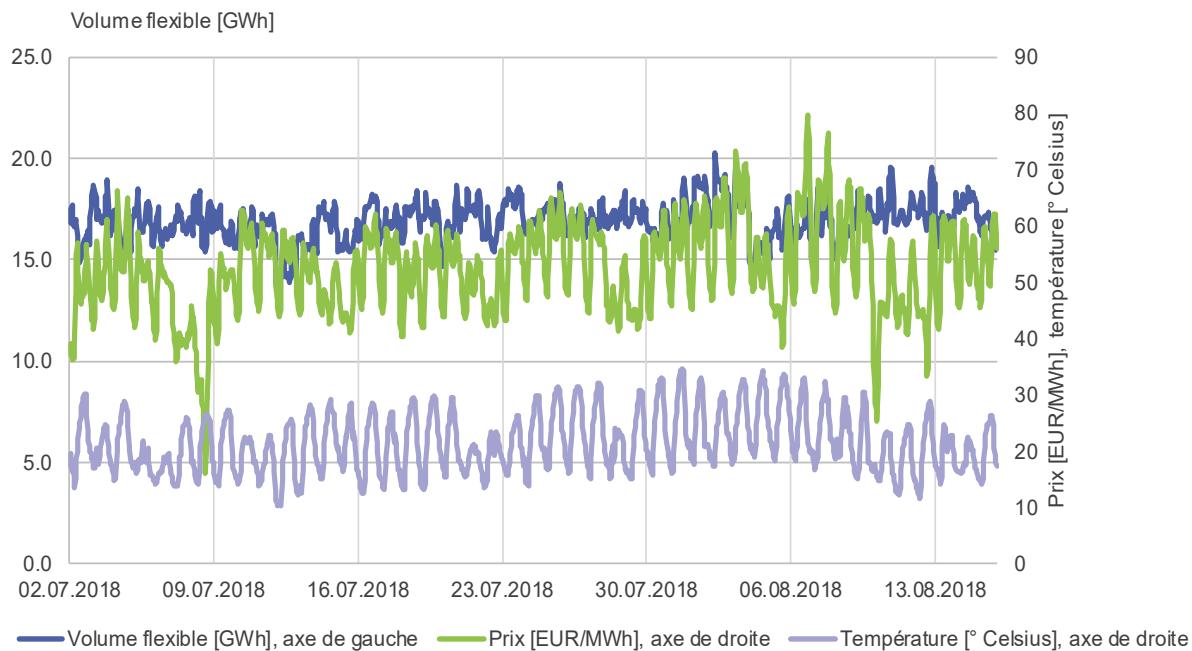


Figure 18 : Volume total flexible dans les enchères Day Ahead, juillet / août 2018

En été, même par temps très chaud, il n'a pas été constaté de retenue dans la capacité de production. L'analyse montre que le marché suisse Day Ahead fonctionne bien en ce

qui concerne la retenue de la capacité. Un examen régulier devrait permettre de s'assurer que cela reste ainsi.

5.4 Introduction de XBID, mise hors service de FITS

La plate-forme Cross-Border Intraday (XBID) a été lancée dans l'Union européenne le 13.06.2018. XBID est un modèle cible développé par la Commission européenne qui établit les bases d'un commerce de l'électricité transfrontalier Intraday en se fondant sur l'attribution continue des capacités transfrontalières. Il permet les échanges dits implicites : le négociant peut acheter ou vendre simultanément de l'électricité transfrontalière. La Suisse est exclue de la participation à XBID.

XBID a remplacé l'ancien système FITS (Flexible Intraday Trading Scheme) qui permettait les échanges Intraday implicites aux frontières entre la Suisse et l'Allemagne et entre la Suisse et la France. Il était possible d'acquérir simultanément et sans dépenses supplémentaires la capacité transfrontalière nécessaire pour le commerce transfrontalier de l'énergie. Depuis l'introduction de XBID, deux étapes doivent être franchies pour les échanges de l'énergie entre la Suisse et l'Allemagne et la Suisse et la

France : en plus de l'échange réel d'énergie, il faut aussi acquérir la capacité transfrontalière nécessaire lors d'une étape supplémentaire. Ce changement augmente le risque de thésaurisation des capacités : une grande partie de la capacité est achetée et rendue plus tard, sans utiliser la capacité de transport de l'énergie. Cela empêche que tous les acteurs du marché aient les mêmes possibilités d'échange d'énergie transfrontalière. L'ElCom considère les thé-saurisations d'un volume de capacités impor-

tant comme une manipulation du marché. Par conséquent, la section Surveillance du marché continuera d'observer le comportement des acteurs du marché aux frontières.

Ce changement dans le négociage Intraday a une influence évidente sur la liquidité du marché Intraday suisse. La figure 19 montre le volume échangé sur le marché Intraday suisse avant et après l'introduction de XBID. Le recul du volume lors de l'introduction est marquant.

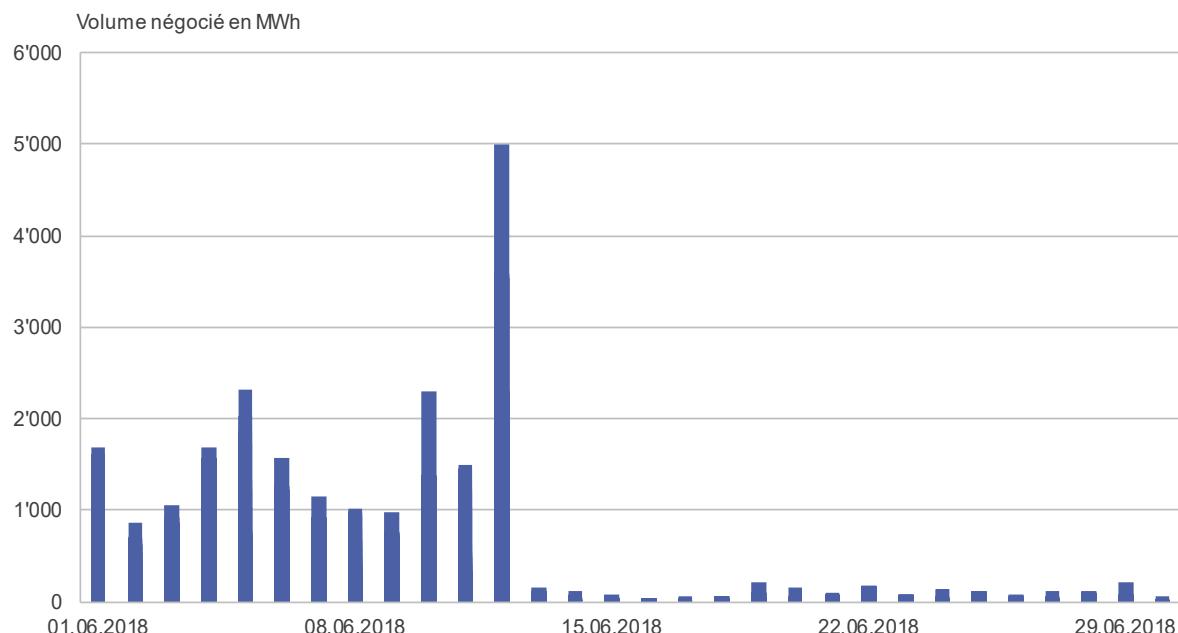


Figure 19 : Volume échangé sur le marché Intraday suisse avant et après l'introduction de XBID

En même temps, l'activité des acteurs suisses au marché Intraday a augmenté en Allemagne et en France. Les figures 19 et 20 montrent les volumes échangés par les acteurs suisses sur

les marchés Intraday allemand et français, avant et après l'introduction de XBID. On constate une nette augmentation.

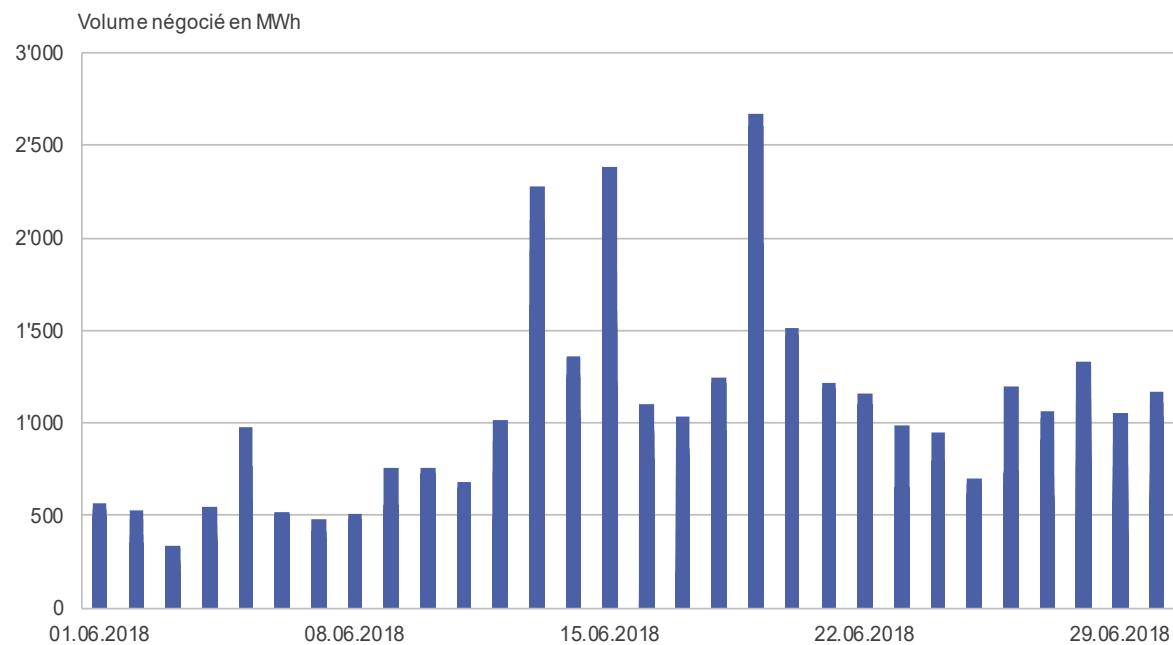


Figure 20 : Volume échangé sur le marché Intraday allemand avant et après l'introduction de XBID

6 Affaires internationales



Dans le nord de l'Allemagne, beaucoup d'électricité est produite à partir de l'énergie éolienne. Toutefois, la construction des lignes intérieures du nord au sud de l'Allemagne est en retard. On voit sur l'image le parc éolien de la mer du Nord en Basse-Saxe.

Plus encore que les années précédentes, les affaires internationales sont marquées par la mise en œuvre dans l'Union européenne du troisième volet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie (en particulier les directives et les codes de réseau de l'UE). Celui-ci prévoit une réorganisation complète et in-

fluence ainsi les échanges transfrontaliers d'électricité dans presque tous ses aspects. En raison des étroites relations que la Suisse entretient avec ses pays voisins, ces changements sont d'une importance primordiale pour elle aussi bien pour la sécurité de l'approvisionnement que du point de vue économique.

6.1 Gestion des congestions

Le réseau de transport suisse est raccordé à celui des pays limitrophes par 41 lignes transfrontalières. Ces interconnexions sont essentielles à la sécurité d'approvisionnement et du réseau, ainsi qu'aux exportateurs suisses.

Les capacités d'importation et d'exportation disponibles étant limitées, l'art. 17, al. 1, LApEl prévoit de les attribuer selon des procé-

dures axées sur des règles de marché, avec deux exceptions prévoyant un accès prioritaire : d'une part pour les contrats à long terme conclus avant le 31 octobre 2002, soit avant tout quelques contrats avec la France non encore échus ; d'autre part pour la production de centrales hydrauliques transfrontalières, situées surtout sur le Rhin, à la frontière avec l'Allemagne.

Ainsi, l'essentiel des capacités aux frontières suisses est alloué par enchères dites explicites, le droit de transport d'électricité et l'acquisition d'énergie étant octroyés séparément, par opposition aux enchères dites implicites, où le droit de transport est automatiquement attribué conjointement à la vente de courant en bourse au plus offrant.

Ces dernières années, l'UE a progressivement harmonisé les règles relatives à la gestion des interconnexions et des congestions, apportant de grands changements aux pratiques que les gestionnaires des réseaux de transport avaient jusqu'ici développées.

Plus efficace, l'allocation implicite, aussi nommée couplage de marchés, est devenue la norme presque partout dans l'UE. Elle s'intensifie par l'introduction progressive d'un couplage de marché basé sur les flux (Flow Based Market Coupling), qui identifie les congestions à l'intérieur d'un réseau afin de les lever par des investissements appropriés et d'éviter autant que possible de les reporter aux frontières en limitant les capacités d'interconnexions entre pays ou zones de prix.

L'UE, avec ACER, cherche en effet à intensifier les possibilités d'exportation et d'importation, afin de favoriser à la fois la concurrence et la sécurité d'approvisionnement. Cela implique d'éviter toute discrimination pénalisant les échanges commerciaux entre zones de prix ou pays par rapport à des échanges purement internes ou nationaux, les échanges commerciaux internationaux étant guidés par les différentiels de prix en bourse afin d'aller de la zone la moins chère vers la zone la plus chère.

Ceci implique de réduire la problématique des flux non planifiés : les flux physiques ne répondant pas systématiquement aux schémas des

flux commerciaux planifiés, ils réduisent les possibilités d'échanges aux interconnexions et nécessitent souvent de coûteuses actions curatives pour éliminer les risques qu'ils font peser sur le réseau (redispatch, etc.).

Pour ces raisons, la zone de prix formée par l'Allemagne, qui doit renforcer son réseau national, et l'Autriche (avec le Luxembourg) a été scindée en deux le 1^{er} octobre 2018, avec pour effet une hausse des prix autrichiens.

Le rapport de surveillance du marché intérieur de l'électricité 2017 d'ACER (octobre 2018) souligne entre autres l'importance d'améliorer le calcul des capacités d'interconnexion pour favoriser à la fois l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement au plan européen tout en réduisant les effets négatifs des flux non planifiés.

Il relève aussi certaines évolutions propres à la Suisse, dont une nette hausse de la perte sociale dans l'utilisation de ses capacités d'interconnexion avec l'UE par rapport à 2016, évaluée à environ 110–120 millions d'euros. Elle est essentiellement due à l'exclusion des mécanismes de couplage de marché prévalant dans l'UE tant qu'un accord bilatéral « électricité » n'aura pas été conclu.

L'évolution des règles de l'UE, malgré leurs aspects positifs y compris en matière d'ajustement afin de préserver la tension du réseau et où la Suisse est partiellement intégrée, sont susceptibles de mener à davantage de congestions, sur le réseau suisse en particulier, car les échanges commerciaux et flux physiques au sein et en dehors de l'UE en sont affectés, surchargeant de plus en plus fréquemment le réseau de Swissgrid. La nécessité pour ce dernier de réduire les capacités d'exportation et d'importation de courant afin de préserver la sécurité du réseau suisse n'est pas exclue.

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. Les capacités sur ce réseau sont attribuées sous la forme de mises aux enchères. Certaines centrales obtiennent gratuitement des capacités en dérogation au principe d'acquisition par enchères (priorités).

Dans son arrêt du 6 novembre 2017, le Tribunal fédéral a rendu dans deux cas un arrêt fondamental sur les priorités (2C_390/2016 et 2C_391/2016). Le 12 septembre 2018, le Tribunal administratif fédéral a statué sur un troisième cas (A-5323/2015) en se fondant en grande partie sur l'arrêt du Tribunal fédéral. L'ElCom doit donc rendre pour ces trois cas une nouvelle décision relative aux priorités.

Jusqu'à 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 1^{er} 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, le Tribunal fédéral a considéré que l'octroi d'une priorité était devenu objectivement impossible en raison du manque de coopération avec les gestionnaires de réseau allemands. 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 des nouvelles décisions, l'ElCom doit donc évaluer la part de responsabilité de Swissgrid et une éventuelle obligation d'indemniser un dommage. Une autre requête en octroi de priorité pour la fourniture transfrontalière d'énergie, déposée par une centrale frontalière, est encore en suspens à l'ElCom.

L'ElCom a pris contact avec la Bundesnetzagentur allemande afin de trouver une solution à l'amiable conciliant droits suisse et allemand pour les priorités des centrales électriques frontalières.

Depuis le 1^{er} octobre 2017, une nouvelle disposition sur l'octroi de priorité pour les centrales électriques frontalières est en vigueur. Durant l'année sous revue, deux nouvelles requêtes concernant l'octroi d'une priorité à partir du 1^{er} octobre 2018 conformément à la nouvelle disposition en vigueur ont été déposées. Les procédures ont été provisoirement suspendues.

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. Les exceptions accordées sont

limitées dans le temps. À l'échéance du délai, la ligne devient propriété de la société nationale du réseau de transport. Actuellement, la Suisse possède deux lignes marchandes à la frontière italienne. En ce qui concerne le volume de capacité exempté de l'accès non discriminatoire par des tiers, l'arrêt du Tribunal administratif fédéral n'a pas encore été rendu.

6.4 Produits des enchères

Les capacités limitées du réseau de transport transfrontalier sont adjugées 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. 5, let. c, LApEl). De 2009 à 2012, environ 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 de 2013, il était prévu de les affecter en majeure partie au maintien et à l'extension de ce réseau. Étant donné que, ces dernières années, les investissements dans le réseau de transport n'ont pas pu être réalisés comme

prévu, et compte tenu des conséquences financières de décisions judiciaires, Swissgrid a demandé que les produits des années 2013 à 2018 soient exclusivement utilisés pour réduire les tarifs du réseau.

Au cours de l'année sous revue, l'ElCom a communiqué à Swissgrid comment elle souhaitait que les produits des enchères soient utilisés à l'avenir. À partir de 2022, 65 % des produits des enchères devront être utilisés pour le maintien et l'extension du réseau de transport et 35 % pour la réduction des coûts imputables. En même temps, des mesures permettant de réaliser les objectifs ont été définis. Durant l'année sous revue, Swissgrid a donc proposé dans sa demande concernant l'utilisation des produits des enchères pour 2019, que 35 % soient utilisés pour le maintien et l'extension du réseau de transport et 65 % pour la réduction des coûts imputables. L'ElCom a rendu une décision sur l'utilisation des produits des enchères allant dans le sens de la demande.

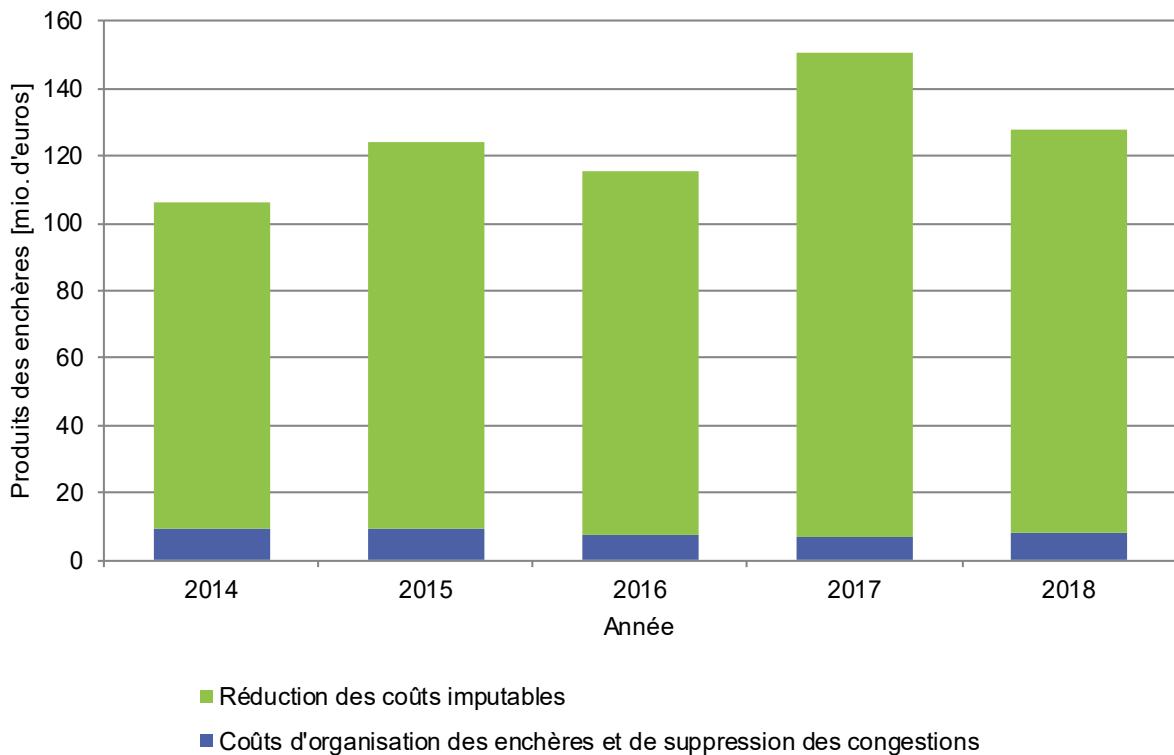


Figure 21 : Utilisation des produits des enchères de 2014 à 2018

La figure 21 indique la façon dont les produits des enchères ont été utilisés entre 2014 et 2018. Les valeurs 2018 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'énergie de réglage doit compenser les brefs écarts entre la consommation et la production et constitue donc un élément essentiel de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Avec le troisième volet de mesures sur le marché intérieur de l'énergie, l'achat et l'utilisation de l'énergie de réglage s'appliquent systématiquement au niveau international. Il devrait en résulter des prix d'achat parfois considérablement avantageux (et donc en fin de compte aussi

pour le consommateur) et une meilleure protection contre d'éventuelles pénuries.

Pour cela, des plates-formes commerciales informatiques ont été mises en place entre certains pays ou tous les pays concernés. La Suisse participe à toutes les plates-formes en tant que membre ou observatrice. Les plates-formes d'échange de puissance de réglage primaire (FCR) et Imbalance Netting (IN) sont

déjà actives et en partie adaptées. La plate-forme d'échange de puissance de réglage tertiaire (RR/TERRE) sera opérationnelle fin 2019. Les deux plates-formes restantes pour l'échange de puissance secondaire (aFRR, mFRR) se trouvent encore à un stade de développement précoce.

La participation de la Suisse à ces trois dernières plates-formes est soumise à une réserve légale de l'UE, selon laquelle la Commission européenne décide de la participation sur la base des prises de position du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité REGRT-E et de l'agence européenne ACER. Le REGRT-E a rendu un avis favo-

rable en 2017 et l'ACER en 2018. La Commission européenne ne s'est pas encore prononcée et est sans aucun doute influencée par les discussions relatives aux modalités du Brexit et de l'accord-cadre entre la Suisse et l'UE.

L'ElCom a l'intention de participer à ces plates-formes, car elle considère qu'une non-participation comporte des risques considérables, notamment sous la forme de flux d'électricité importants non planifiés apparaissant brusquement dans le réseau suisse et pouvant y provoquer des surcharges et des pannes. De telles pannes locales peuvent s'étendre directement sur toute la région entourant la Suisse en raison du réseau fortement interconnecté.

6.6 Instances internationales

L'Union européenne a conclu de vastes révisions législatives initiées fin 2016 dans la foulée des accords de Paris sur le climat sous le slogan « Énergie propre pour tous les Européens ». Certaines nécessitent jusqu'au 29.03.2019 des adaptations dues avant tout au processus de négociation du « Brexit » entre l'UE et le Royaume-Uni.

Parmi ce « Clean Energy Package » de l'UE, la directive 2018/2001 du 11.12.2018 relative à l'énergie produite à partir de sources renouvelables, l'un des pivots de la stratégie européenne pour maintenir la compétitivité de l'UE sur les marchés mondiaux de l'énergie et réduire ses émissions de CO₂ d'ici à 2030, puis 2050. Elle remplacera et abrogera l'actuelle directive 2009/28 dès le 1^{er} juillet 2021.

L'organisation du marché de l'électricité sera également affectée par les révisions du règlement 714/2009 et de la directive 2009/72

concernant le marché intérieur de l'électricité, du règlement 713/2009 instituant l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et de celui pour la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité abrogeant la directive 2005/89. Les consensus politiques trouvés fin 2018 seront formalisés d'ici la publication officielle, attendue début 2019, année de transition et de mise en œuvre au sein de l'UE.

Ces révisions, applicables en grande partie dès 2020/2021, renforceront entre 2020-2030, voire au-delà, l'intégration du marché intérieur de l'électricité, intensifiée dès 2009 déjà au sein de l'UE. Elles influencent la conclusion d'un accord bilatéral « électricité » entre la Suisse et l'UE, jusqu'ici gelé.

L'ElCom a statut d'observatrice au sein de l'« Electricity Working Group » d'ACER et de ses sous-groupes. Elle coordonne et y fait va-

loir les intérêts suisses, de même que dans les groupes régionaux mettant en œuvre les codes de réseau de l'UE, cette coopération étant pri-mordiale sous l'angle notamment de la sécurité du réseau suisse. Le mandat du directeur d'ACER depuis sa création a été prolongé ad intérim dès septembre 2018 jusqu'à la nomination d'un successeur adéquat (2019). En outre, la fin du principe de présidence ACER/CEER commune unique initié à la création d'ACER a abouti à la nomination de Mmes Clara Poletti (Italie, ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) et Annegret Groebel (Allemagne, BNetzA – Bundesnetzagentur), présidentes respectives d'ACER et CEER.

L'ElCom participe aux côtés de l'OFEN et de Swissgrid également aux travaux du PLEF –

Pentagonal Energy Forum visant entre autres à garantir la sécurité du réseau en période hivernale. Elle est admise aux discussions relatives à l'évolution de la gestion de capacités aux frontières du nord de l'Italie, toutefois avec des possibilités d'influence limitées. L'ElCom est observatrice du forum européen de réglementation de l'électricité, dont l'unique réunion 2018 a débattu des révisions du cadre législatif européen. Elle est aussi observatrice du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), actif dans ces révisions et dont la stratégie 2019–2021 encourage la numérisation, la décarbonation et une régulation dynamique des secteurs du gaz et de l'électricité au bénéfice des consommateurs. L'ElCom ne s'est pas impliquée en 2018 dans le réseau des régulateurs économiques de l'OCDE.

7 Perspectives

L'année 2019 sera de nouveau une année intéressante pour l'ElCom. Avec la Stratégie énergétique 2050, l'entrée en vigueur de la stratégie Réseaux électriques au deuxième semestre de 2019 ainsi que de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité en 2020, la Suisse est en pleine transition en matière de politique énergétique. La législation dans le domaine de l'électricité connaîtra de nombreux changements fondamentaux, dont les conséquences régulatoires s'appliqueront à l'ElCom. Cette dernière adaptera ses activités de régulation en conséquence et examinera en continu et à temps les nouvelles dispositions légales.

La stratégie Réseaux électriques crée de nouvelles conditions-cadres dans le contexte du développement de réseau, notamment la construction de lignes aériennes et de câbles. L'objectif de la stratégie est le développement adéquat et en temps utile des réseaux électriques suisses afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement. Avec la stratégie Réseaux électriques, l'ElCom devra assumer de nouvelles tâches, telles que participer à l'élaboration du scénario-cadre, examiner le plan pluriannuel de Swissgrid ainsi qu'assurer le suivi du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité et des procédures d'approbation des plans.

Pour l'ElCom, la situation de l'approvisionnement pendant les mois d'hiver est un élément central de la révision de la LApEl. À moyen et long terme, considérant que l'électricité d'origine nucléaire sera supprimée, il est fort probable qu'à l'avenir la Suisse devra importer davantage d'énergie. Étant donné qu'outre l'Allemagne, d'autres pays européens sont également sortis du nucléaire ou envisagent de le faire, et que la production d'énergie issue du charbon sera réduite en Europe, la capacité d'exportation des pays voisins diminuera. Les risques à l'importation augmentent donc pour la Suisse. L'ElCom examine ces pro-

blèmes et attire l'attention au besoin d'une production hivernale supplémentaire lors de la consultation sur la révision de la LApEl.

Concrètement, l'ElCom exige que des instruments et des mesures importantes soient inclus dans la LApEl afin de créer des incitations pour une telle production. Sur la base des analyses des études sur l'adéquation du réseau, elle recommande que la révision garantisson la compensation d'une part substantielle de la production hivernale des centrales nucléaires suisses – qui seront arrêtées – par une autre production indigène. Dans ce contexte, il faut prendre en compte les années nécessaires à la construction de nouvelles centrales électriques. En principe, l'ElCom est en faveur de la préparation d'une réserve stratégique, mais souligne que l'art. 9 de la LApEl en vigueur la permettrait déjà.

Les relations entre la Suisse et l'UE restent également importantes pour la sécurité d'approvisionnement. Il est à l'heure actuelle difficile de savoir si un accord-cadre (selon l'UE, la base d'un accord sur l'électricité) sera conclu. Malgré cela, certains succès partiels en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment en ce qui concerne les flux de charge non planifiés, ont pu être obtenus même sans accord-cadre. Considérant les négociations futures et la sécurité de l'approvisionnement, il serait néanmoins souhaitable de parvenir à un accord sur l'électricité.

Dans le cadre de la législature qui s'achèvera en 2019, d'autres changements de personnel devraient prochainement avoir lieu au sein de l'ElCom. Cette année, trois membres de la commission atteindront le mandat maximum de douze ans et démissionneront en fin d'année. Le Conseil fédéral décidera de la succession.

8 À propos de l'ElCom



La commission (de gauche à droite) : Carlo Schmid-Sutter (président), Dario Marty, Brigitta Kratz (vice-présidente), Christian Brunner, Laurianne Altwegg, Matthias Finger, Sita Mazumder

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 établie indépendante, elle accompagne le passage d'un approvisionnement en électricité de nature monopolistique à un marché de l'élec-

tricité 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. 8'800 km | niveau de réseau 5 – env. 44'000 km | niveau de réseau 7 – env. 142'000 km (lignes aériennes et câbles, y compris raccordements finaux)

Transformateurs : niveau de réseau 2 – 151 | niveau de réseau 4 – 1'150 | niveau de réseau 6 – env. 59'000 (y compris les postes transformateurs aériens)

Total de la rémunération pour l'utilisation du réseau : 3,4 milliards de francs

Investissements annuels : environ 1,4 milliards de francs

Consommation annuelle d'électricité : 59 TWh

Production : 61 TWh

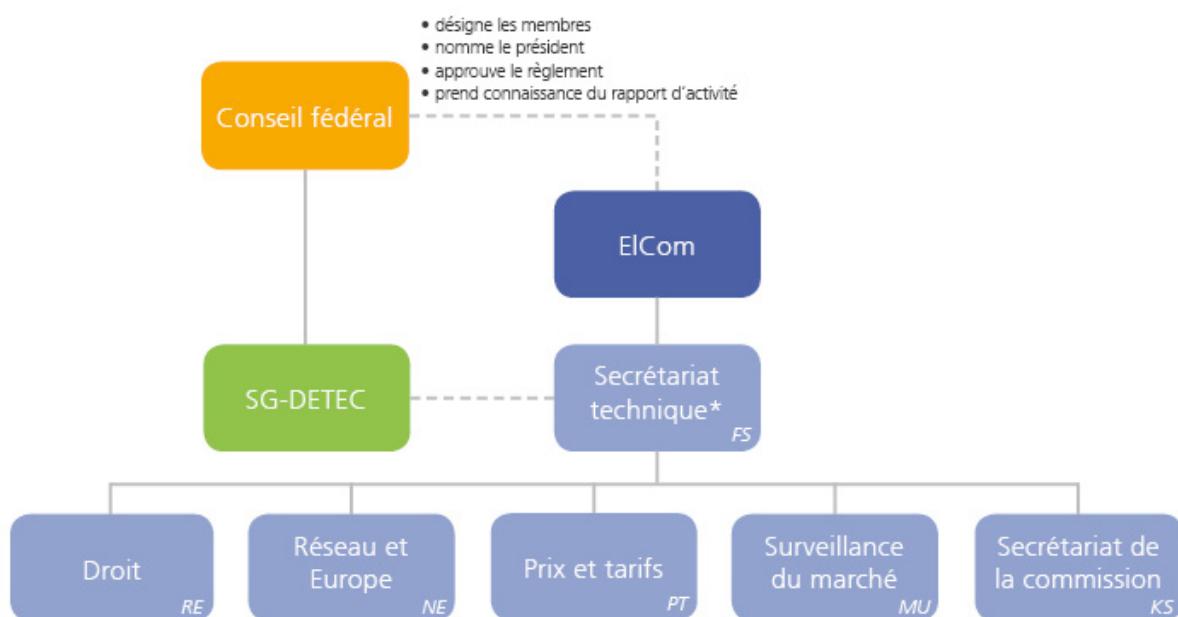
Importation d'électricité : 37 TWh | **Exportation d'électricité :** 31 TWh

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 (approvisionnement de base, ménages et autres consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh) et pour tous les consommateurs finaux qui renoncent à l'accès au réseau.
- Elle statue sur les litiges relatifs au libre accès au réseau électrique : depuis le 1^{er} 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 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 22 : 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'Etat, avocat et notaire

Vice-présidents :

- Brigitte 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)
- Christian Brunner (depuis 2014): dipl. El.-Ing. EPFZ, ancien directeur de l'Unité réseaux d'Alpiq
- Matthias Finger (depuis 2007) : Dr en sciences politiques, professeur de management des industries de réseaux à l'EPFL
- Dario Marty (depuis le 1.04.2018): dipl. El.-Ing. FH, ancien directeur de l'ESTI
- Sita Mazumder (depuis le 1.01.2018): Dr oec. publ., professeur d'économie et d'informatique au département information de la haute école de Lucerne

Sous-commissions

Durant l'année sous revue, la commission a comporté les sous-commissions suivantes :

Prix et tarifs

- Sita Mazumder (pilotage)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Droit

- Lauriane Altwegg (pilotage)
- Brigitte Kratz
- Carlo Schmid-Sutter

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Dario Marty (pilotage depuis le 01.04.2018)
- Christian Brunner (pilotage depuis le 31.03.2018)
- Matthias Finger
- Brigitte Kratz

Relations internationales

- Antonio Taormina (pilotage jusqu'au 31.03.2018)
- Christian Brunner (pilotage depuis le 01.04.2018)
- Matthias Finger
- Brigitte Kratz
- Dario Marty
- Carlo Schmid-Sutter

Surveillance du marché

- Matthias Finger (pilotage)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina (jusqu'au 31.03.2018)
- Sita Mazumder

Démissions et nominations

Au cours de l'année sous revue, Brigitte Kratz a présenté sa démission pour fin 2018. Brigitte Kratz était vice-présidente de la commission depuis la fondation de l'ElCom. Sa démission est liée à la limitation de la durée de fonction dans le cadre de la planification de succession échelonnée. Pour succéder à Brigitte Kratz, le Conseil fédéral a élu Andreas Stöckli, professeur de droit administratif. Laurianne Altwegg assurera la vice-présidence à partir de 2019.

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 %. Pour ce qui est de la répartition des régions linguistiques, cinq membres sont germanophones et deux sont francophones.

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 la commission sur le plan administratif.

Au 31.12.2018, le Secrétariat technique comptait 42 collaborateurs (dont 3 stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 37,3 postes en équivalents plein temps (EPT). 17 de ces personnes sont des femmes, et 28 des hommes. La part des femmes est donc de 38 %. Leur âge moyen est de 43,3 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit :

- Italien : 2 collaborateurs
- Français : 5 collaborateurs
- Allemand : 38 collaborateurs



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

Renato Tami
lic. en droit, avocat et
notaire



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

Michael Bhend
ing. dipl. EPFZ



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

Stefan Burri
dr en sciences politiques



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

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



**Section Droit
(10 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



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

Barbara Wyss
dr en économie

8.2 Finances

Un budget de 11,7 millions de francs était à la disposition de l'ElCom durant l'année sous revue. Les dépenses effectives se sont élevées à 10,3 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 des systèmes informatiques de la surveillance du marché, des charges supplémentaires dans le domaine de l'approvisionnement en électri-

cité et les projets en lien avec le remplacement des systèmes informatiques existants.

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 Manifestations organisées par l'ElCom

ElCom-Forum 2018

La neuvième édition du Forum de l'ElCom a eu lieu le 29 novembre au Kursaal de Berne. Près de 300 personnes du secteur de l'énergie ont assisté à des présentations et des discussions portant sur la sécurité de l'approvisionnement national et international. La conseillère fédérale Doris Leuthard a donné une conférence sur les défis de la politique énergétique suisse,

notamment en ce qui concerne la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. La table ronde politique a débattu de la question de savoir si et comment la transition énergétique réussira à être mise en œuvre en Suisse.

Le prochain Forum ElCom aura lieu le 15 novembre 2019 au centre de congrès de Bâle.

Séances d'information pour gestionnaires de réseau

Tout comme les années précédentes, l'ElCom a organisé au printemps 2018 en divers endroits de Suisse six séances d'information au total, consacrées principalement à la Stratégie énergétique 2050, la stratégie Réseaux électriques, la planification du réseau ainsi

qu'aux actualités de l'ElCom et de l'OFEN. Au total, 600 personnes ont participé à ces séances. 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

2018 un atelier consacré à l'évolution du marché de gros de l'énergie et à la blockchain.

9 Annexe

9.1 Statistique des affaires traitées

L'année 2018 a dénombré un total de 330 nouveaux cas, dont 115 cas, soit 35 %, ont déjà pu être réglés au cours de l'année sous revue. Au total, 509 cas ont pu être réglés en 2018. En 2018, le nombre de cas des années précédentes, notamment de 2017, a de nouveau pu être réduit massivement. 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 ou quelques jours, et ne donnent lieu à des procédures que dans quelques rares cas. En 2018, l'ElCom en a reçu 328. À 9 exceptions près, elles ont toutes été réglées la même année (taux de règlement de 97 %). Au total, 334 décisions ont été rendues au cours de l'année sous revue. Une grande partie d'entre elles concernait des requêtes pour le renforcement du réseau.

Type d'affaire	Reportées des années précédentes	Introduites en 2018	Réglées en 2018	Reportées en 2019
Plaintes spécifiques sur les tarifs	74	27	80	21
Rétribution de l'injection à prix coûtant	204	32	220	16
Renforcements du réseau	38	107	77	68
Autres cas	60	164	132	92
Total	376	330	509	197
Questions ordinaires	9	328	328	9
Total, questions ordinaires incluses	385	658	837	206

Tableau 7 : Statistiques des affaires traitées par l'ElCom en 2018

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 diverses

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 cherche à cette occasion à rencontrer les gestionnaires de réseau locaux.

9.3 Publications

Directives

06.03.2018	Directive : Comportement d'installations de production d'énergie décentralisées en cas d'écart par rapport à la fréquence standard
25.04.2018	Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4, al. 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
14.05.2018	Production WACC
19.06.2018	Méthode de décompte pour les coûts des services-systèmes
24.07.2018	Règle dite des 75 francs
15.08.2018	Renforcement du réseau
15.11.2018	Relevé concernant la qualité de l'approvisionnement

Communications

25.04.2018	FAQ : questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050
19.06.2018	Comportement des installations de production d'énergie décentralisées en cas d'écart par rapport à la fréquence standard – modernisation des installations existantes
05.07.2018	Lettre de remerciement et exposition des actions suivant l'enquête sur les coûts de mesure facturés
24.07.2018	Convention entre l'ElCom, l'ESTI et l'OFEN à propos des PAP et des PSE
18.10.2018	Utilisation d'instruments de mesure électroniques avec mesure de la courbe de charge et transfert de données automatique qui ne correspondent pas aux exigences de l'OApeL
29.10.2018	Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses
19.12.2018	Regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) et systèmes de mesure intelligents pour l'électricité
20.12.2018	Consultation ElCom sur la révision de la LApEl

Rapports et études

31.05.2018	Rapport d'activité de l'ElCom 2017
31.05.2018	Rapport final sur l'adéquation du système électrique en 2025 (System Adequacy 2025)
31.05.2018	La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2018
27.06.2018	Rapport sur les coûts de mesure en Suisse

9.4 Glossiare

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie UE (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
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.
AES	Association des entreprises électriques suisses
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
Blockchain	Liste extensible de séquences de données reliées entre elles au moyen de techniques cryptographiques
BT	Basse tension
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEATE	Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CERT	Computer Emergency Response Team
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
Consommateurs finaux	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.
CORE	La région de calcul de la capacité CORE réunit les anciennes régions CWE (Europe du centre-ouest) et CEE (Europe du centre-est)
DFJP	Département fédéral de justice et police
DLT	Distributed Ledger Technologie

EEX	European Energy Exchange
ElCom	Commission fédérale de l'électricité
Énergie de réglage	Énergie pouvant être utilisée soit automatiquement, soit par le biais de 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
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
FITS	Flexible Intraday Trading System
FPE	Forum pentalatéral de l'énergie
Gestion des congestions	Ensemble de mesures préventives (détermination de la capacité de transfert nette NTC, mise aux enchères de capacités, etc.) et opérationnelles (redispatching, réductions, etc.) qui servent à assurer une exploitation sûre du réseau.
Gestion du bilan d'ajustement	Ensemble des mesures servant à assurer l'équilibre permanent des bilans en puissance et en énergie dans le système d'électricité; en font notamment partie la gestion des programmes prévisionnels, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
GR	Gestionnaire de réseau
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
HT	Haute tension
ICT	Information Communications Technology
IN	Inbalanced Netting
IPE	Installation de production d'énergie

km terne	Un terne (km terne) comprend plusieurs conducteurs (p. ex. 1 km avec conducteurs triphasés ou monophasés = 1 km). Pour les lignes en câbles, un kilomètre décrit la longueur absolue du câble. Pour les lignes aériennes, un conducteur triphasé correspond à un terne (cf. document AES Evaluation des réseaux de distribution suisses, Édition 2007).
kVA	Kilovoltampère
kWh	Kilowattheure
kWp	Kilowatt-crête
LApEl	Loi sur l'approvisionnement en électricité
Médiane	Valeur au milieu d'une série de données classées par taille. Cela signifie que l'une des deux moitiés de toutes les observations est plus petite que la valeur médiane et l'autre plus grande. (Contrairement à la valeur moyenne, la médiane est stable par rapport aux valeurs aberrantes)
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
Net Transfer Capacity	(NTC) Programme d'échange maximum entre deux zones de desserte, qui est conforme aux standards de sécurité des deux zones et qui tient compte des incertitudes techniques liées à la situation future du réseau.
OApEl	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEne	Ordonnance sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
OFS	Office fédéral de la statistique
OIMepe	Instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques

OIMes	Ordonnance sur les instruments de mesure
OT	Operational Technology
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIC	Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
PV	Photovoltaïque
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
Régulation cost-plus	Régulation à prix coûtant majoré : méthode de régulation tarifaire selon laquelle chaque opérateur de réseau calcule les coûts d'exploitation, y compris un bénéfice raisonnable, sur la base de ses propres coûts. Cela correspond à la régulation tarifaire en vigueur en Suisse. En revanche, la régulation incitative est calculée sur les coûts qu'un gestionnaire de réseau efficace devrait supporter dans la zone de desserte concernée.
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.
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 de l'injection à prix coûtant
RRM	Registered Reporting Mechanism
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	Nouveau système de rétribution de l'injection
TSO	Transmission System Operator
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique.
XBID	Cross-Border Intraday Market Project
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.



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