



Rapport d'activité de l'ElCom 2020



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

Thomas Friedt (page 1, 81)
ElCom / Nadine Strub (page 4, 9, 68)
CKW, Philipp Schmidli (page 10)
Daniel Streit (page 21)
Swissgrid AG (page 33)
Axpo Holding AG (page 56)
ElCom / www.bildkultur.ch (page 72)

Tirage

D: 40, F: 20, I: 10, E: 10

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2021

Table des matières

1	Avant-propos du président	4
2	Entretien avec le directeur de la sécurité d'approvisionnement	8
3	Sécurité de l'approvisionnement	10
3.1	Introduction	10
3.2	La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives	10
3.2.1	Rétrospective de l'hiver 2019/2020	11
3.2.2	Autres événements survenus en cours d'année	11
3.2.3	Situation durant l'hiver 2020/2021	12
3.3	Flux non planifiés	13
3.4	Cybersécurité	14
3.5	Qualité de l'approvisionnement	15
3.5.1	Disponibilité du réseau	15
3.5.2	Capacité d'importation	16
3.5.3	Capacité d'exportation	17
3.5.4	Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées	18
3.6	Services-système	18
4	Réseaux	21
4.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	21
4.2	Développement et planification des réseaux	27
4.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	27
4.2.2	Planification pluriannuelle des réseaux de distribution	28
4.2.3	Participation aux procédures de plan sectoriel et d'approbation des plans	29
4.3	Investissements dans l'infrastructure de réseau	29
4.3.1	Investissements dans le réseau de transport	29
4.3.2	Investissements dans le réseau de distribution	29
4.4	Renforcements de réseau	30
4.5	Société nationale du réseau de transport	32
4.6	Décisions concernant les réseaux	32
5	Le marché suisse de l'électricité	33
5.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses	33
5.2	Accès au marché et taux de changement	34
5.3	Tarifs du réseau de transport	36
5.4	Tarifs du réseau de distribution	37
5.5	Examens des tarifs	41
5.6	Jurisprudence	46
5.7	Régulation Sunshine	46
5.8	Systèmes de mesure	47
5.9	Séparation des activités	48
5.10	RCP, modèle pratique, RPC, rétribution unique, décompte de la TVA sur le supplément réseau	48
6	Surveillance du marché	50
6.1	Transparence sur le marché de gros de l'électricité	50
6.2	Surveillance du marché : les chiffres de 2020	51
6.3	Étude : effets de la pandémie de coronavirus sur la charge en Europe	52
6.4	Cas MEAS	54
6.5	Règle RTE concernant le marché d'équilibrage français	55
7	Affaires internationales	56
7.1	Gestion des congestions	57
7.2	Centrales électriques frontalières	60
7.3	Lignes marchandes	61
7.4	Produits des enchères	61
7.5	Plateformes internationales pour l'énergie de réglage	63
7.6	Instances internationales	64
8	Perspectives	66
9	L'ElCom	68
9.1	Organisation et personnel	70
9.1.1	Commission	70
9.1.2	Secrétariat technique	72
9.2	Finances	73
9.3	Manifestations	73
10	Annexe	74
10.1	Statistique des affaires traitées	74
10.2	Statistique des séances	74
10.3	Publications	75
10.4	Glossaire	76

1 Avant-propos du président



Werner Luginbühl
Président de l'ElCom

Au cours des dix dernières années, sous la présidence engagée de l'ancien Conseiller aux États Carlo Schmid-Sutter, l'ElCom s'est développée pour atteindre le statut d'une autorité gouvernementale largement acceptée et de bonne réputation dans la branche et parmi les consommateurs. En reprenant la présidence au 1er mars 2020, je souhaite unir mes efforts à ceux de la Commission et du Secrétariat technique pour construire sur cet acquis en l'entretenant et pour veiller à ce que cette autorité soit en mesure de maîtriser les défis que lui réserve l'avenir.

La COVID-19 et ses effets sur la branche

L'année 2020 était placée sous le signe de la pandémie de coronavirus. Même les pays du premier monde sont de nouveau con-

cernés, après une longue interruption, par une pandémie omniprésente aux énormes conséquences macroéconomiques et aux effets considérables sur la société. Beaucoup peinent à reconnaître cette réalité parce qu'ils croyaient que notre société « moderne » était à l'abri de tels événements.

Le secteur de l'électricité a été moins impacté économiquement par cette crise que la moyenne des branches. L'ElCom a publié en mai 2020 une étude sur les effets de la pandémie de coronavirus sur la charge en Europe. Cette étude a montré que la branche de l'électricité a été moins touchée en Suisse qu'en France, en Italie ou en Espagne par la baisse de charge liée au semi-confinement causé par le coronavirus. Pendant le premier

semi-confinement, la baisse de la consommation les jours ouvrés a été d'environ 10 % en Suisse, 17 % en France, 20 % en Espagne et 25 % en Italie. La baisse de la charge s'explique principalement par les restrictions imposées à la production industrielle et par la fermeture des restaurants et des commerces.

Les effets financiers du recul de la consommation pour les fournisseurs suisses d'énergie ont été très disparates selon la stratégie d'achat. Au printemps, les gestionnaires de réseau ont eu la possibilité de demander des baisses tarifaires à court terme auprès de l'ElCom pour atténuer l'impact économique sur les PME et l'industrie. Mais en définitive, seules quelques entreprises ont recouru à cette possibilité de réduire exceptionnellement les tarifs en cours d'année.

Différences de couverture en 2011 et en 2012

Durant l'année sous rapport, l'ElCom a permis une étape importante vers la conclusion de l'une des principales transactions survenues au cours de l'histoire économique récente de la Suisse : le transfert du réseau de transport, long de quelque 7000 km et d'une valeur réglementaire de 2,5 milliards de francs largement comptés. Conformément à l'art. 33, al. 4, LApEl, les installations du réseau de transport suisse devaient être transférées à Swissgrid jusqu'au 1er janvier 2013. Au terme d'une procédure coûteuse et fastidieuse totalisant 19 décisions sur les différences de couverture des années tarifaires 2011 et 2012, le transfert a été conclu durant l'année sous rapport. La Commission doit l'entériner au début de 2021.

Sécurité de l'approvisionnement

Sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement, l'hiver 2019/2020 et la première moitié de l'hiver 2020/2021 ont été détendus. L'hiver 2019/2020 a été le plus doux depuis

le début des mesures, avec des températures de 3° C au-dessus de la norme. Le semi-confinement qui a suivi en mars en raison de la pandémie de coronavirus a entraîné une diminution supplémentaire de la consommation d'électricité. En Suisse, toutes les centrales nucléaires étaient en exploitation selon le plan et les lacs d'accumulation étaient toujours remplis au-delà de la moyenne.

Dans le domaine de la production, l'ElCom identifie sans changement les principaux besoins d'agir à moyen terme dans les conditions-cadres de la production indigène hivernale. Divers facteurs jouent un rôle dans ce cadre. Le vieillissement des centrales nucléaires accroît la probabilité d'une mise hors exploitation imprévue pour des raisons techniques ou économiques. En outre, on ne sait pas actuellement si les quatre centrales nucléaires restantes seront mises hors service en 2035 (durée d'exploitation de 50 ans) ou en 2045 (durée d'exploitation de 60 ans). Les taux de progression de la production renouvelable obtenus à ce stade, en particulier avec le photovoltaïque, ne permettront pas de remplacer en temps utile une part adéquate de la production nucléaire appelée à disparaître au semestre d'hiver (env. 14 TWh).

Dans son document de référence sur la production hivernale publié en février 2020, l'ElCom a signalé les risques croissants liés aux importations. Elle a toutefois mis l'accent par la suite sur le développement de la production hivernale indigène à concurrence de 5 à 10 TWh.

Durant l'été 2019, considérant les obligations découlant de l'Accord de Paris sur le climat, le Conseil fédéral a fixé l'objectif de zéro émission nette dès 2050. Cette décision implique de transformer radicalement l'approvisionne-

ment en énergie dans un délai d'à peine 30 ans. Elle est aussi liée à la demande croissante d'énergie due à la rapide électrification dans les domaines des transports et du bâtiment.

En novembre 2020, suite à la consultation sur la révision de la LApEI et de la LEnE, le gouvernement suisse a fixé les valeurs de référence en vue de réviser ces deux lois. Dans ce contexte, il a notamment pris en compte la hausse qui s'annonce de la consommation électrique destinée à la mobilité et aux besoins en chaleur dans le bâtiment.

Le Conseil fédéral entend prolonger les contributions aux énergies renouvelables indigènes par des contributions d'investissement jusqu'en 2035 et permettre les mises aux enchères pour les grandes installations photovoltaïques en conservant le plafond de 2,3 ct./kWh. Il renonce à de nouveaux instruments d'encouragement comme les primes de marché flottantes, qui nécessiteraient davantage de ressources. En égard à la sécurité d'approvisionnement, il est prévu d'augmenter la production hivernale de 2 TWh/a, en plus de la réserve stratégique. Le déficit résiduel en hiver doit être couvert à moyen et long termes par les importations. En outre, la capacité d'auto-approvisionnement actuelle, de 22 jours, devra être garantie à l'avenir également.

L'ElCom est satisfaite de constater que plusieurs de ses demandes ont été prises en compte dans le projet. Le renforcement prévu de la production hivernale et l'accélération visée des

développements permettant de préserver la capacité d'auto-approvisionnement, la réduction des risques liés aux importations (besoin de redéploiement, « redispatching ») et une gestion efficace des centrales à accumulation sont nécessaires et urgents. Mais, aux yeux de l'ElCom, les objectifs proposés paraissent à la fois trop peu ambitieux et trop optimistes en égard aux incertitudes politiques et économiques entourant la faisabilité des mesures prévues. Malgré les mesures prévues, les besoins d'importation au semestre d'hiver augmenteront pendant longtemps bien au-delà de 10 TWh après que les centrales nucléaires auront été mises hors service conformément aux Perspectives énergétiques.

Le message concernant la révision de la LEnE et de la LApEI doit être remis au Parlement à la mi-2021.

Développements internationaux

À l'avenir, durant l'hiver, les quantités d'électricité que la Suisse devra importer tendront en tout cas à augmenter, c. L'ElCom considère que la tâche de surveiller la sécurité de l'approvisionnement, qui lui incombe légalement, comprend celle de signaler à la classe politique les risques inhérents, du point de vue actuel, à des importations substantielles.

L'évaluation des risques liés aux importations doit en particulier tenir compte de la disponibilité des capacités de transport ainsi que de la capacité et de la disposition à exporter des pays voisins.

De nombreux éléments influencent la disponibilité des capacités de transport, notamment : une plus forte volatilité de l'exploitation du réseau, la poursuite de la substitution d'énergies renouvelables à la production contrôlable, l'extension du couplage des marchés basé sur les flux avec l'Europe de l'Est, l'introduction du couplage des marchés basé sur les flux également sur le marché intrajournalier, une éventuelle extension du couplage des marchés basé sur les flux avec l'Italie, le respect de la règle des 70 % de l'UE et l'introduction de diverses plateformes transfrontalières dans le domaine de l'énergie de réglage.

S'agissant de la capacité et de la disposition à exporter des pays voisins, il faut noter que l'Allemagne ne devrait plus être en mesure d'exporter que de manière limitée par moments en hiver à cause de sa sortie de l'énergie nucléaire et de l'abandon progressif du charbon. En outre, l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises entraîne d'ores et déjà des pénuries et la disponibilité effective du parc nucléaire français au-delà de 2030 constitue une inconnue majeure. Il faut par ailleurs supposer que l'Italie ne pourra guère exporter davantage à l'avenir.

En résumé, les coûts de redéploiement (« redispatching ») augmentent et les défaillances d'éléments du réseau peuvent avoir des conséquences graves si les réserves sont trop faibles. De plus en plus, notre capacité d'importation dépendra de décisions politiques prises à l'étranger, que

ce soit par des organismes de l'UE comme la DG ENER et/ou ACER ou par les régulateurs/gestionnaires de réseau de transport des régions CORE et Nord de l'Italie .

Il ne fait pas de doute que la conclusion d'un accord sur l'électricité supprimerait au moins en grande partie les risques politiques. Il est tout aussi évident que les importations d'électricité sont généralement fiables et économiquement efficaces jusqu'ici. Cependant, vu l'énorme importance que revêt un approvisionnement en électricité sûr et fiable en tout temps, exploiter le système à ses limites pendant des années constitue un risque considérable. C'est pourquoi, compte tenu de ces réflexions, l'ElCom recommande que la Suisse se dote au minimum d'une production hivernale indigène telle qu'il ne faille pas importer plus de 10 TWh au semestre d'hiver.

J'espère que la lecture de ce rapport vous apportera des perspectives intéressantes sur les multiples activités de l'ElCom.



Werner Luginbühl
Président de l' ElCom

2 Entretien avec le directeur de la sécurité d'approvisionnement

Après plus de treize ans à la tête du Secrétariat technique, Renato Tami quittera l'ElCom à la fin du mois d'octobre 2021. Il jette ici un nouveau regard critique sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse, aujourd'hui et demain.

Monsieur Tami, en votre qualité de directeur de l'ElCom, vous êtes le surveillant en chef de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Quelle est votre appréciation générale de la situation ?

La situation actuelle n'est certes pas complètement détendue, mais elle est stable. Le niveau de disponibilité des réseaux est bon et les grandes centrales fonctionnent. Mais nous aurons un problème en abandonnant l'énergie nucléaire si nous ne prenons pas les mesures voulues en temps utile pour exploiter les sources de production électrique adéquates et pour utiliser le potentiel d'économie d'électricité disponible.

Concrètement, quel est le risque d'une pénurie d'électricité ? Pourquoi y voit-on la principale menace civile du pays, avant même une pandémie ?

Les dommages causés par une pénurie d'électricité seraient énormes. Selon l'Office fédéral de la protection civile, il s'agit là en effet du plus grand risque auquel la Suisse est exposé. Le scénario décrit suppose une pénurie d'approvisionnement en électricité de 30 % pendant plusieurs mois d'hiver. Globalement, le dommage agrégé prévisible dépasse 180 milliards de francs. La fréquence de la survenance d'un tel événement est estimée à une fois tous les 30 à 50 ans. Même si la conscience d'un tel risque est faible, la probabilité de sa survenance est relativement élevée.

Quels seront les besoins supplémentaires d'électricité en raison de la conversion de l'industrie, des transports et du bâtiment à l'énergie électrique ? Quelle doit être la production électrique supplémentaire et à partir de quand ?

Il est difficile d'émettre des pronostics précis. Pour le dire approximativement, nous partons du principe que la conversion complète des

transports à l'électromobilité et le rééquipement en pompes à chaleur dans le secteur du bâtiment entraîneront un besoin supplémentaire supérieur à 20 TWh. Ces chiffres correspondent au domaine privé, l'industrie n'y est pas encore comprise. La consommation annuelle totale de la Suisse est actuellement d'environ 62 TWh.

Simultanément, les gains d'efficacité permettront un certain potentiel d'économies, qu'il est également difficile de quantifier aujourd'hui car il dépend de l'horizon temporel. Les seuls chauffages électriques consomment aujourd'hui quelque 2,8 TWh par an.

Dans un tel contexte, l'augmentation des capacités de 5 à 10 TWh que demande l'ElCom à ce stade suffira-t-elle ?

L'analyse de la production hivernale réalisée par l'ElCom et publiée au début de 2020 ne prend pas encore en compte les besoins supplémentaires causés par la conversion de l'industrie, des transports et du bâtiment à l'électricité, puisque les chiffres correspondants n'étaient pas encore disponibles. Compte tenu des besoins supplémentaires, 5 à 10 TWh supplémentaires ne suffiront pas.

Aurons-nous besoin de plus d'importations ?

Les expériences acquises ces dernières années ont montré que des importations nettes maximales de 10 TWh au semestre d'hiver sont encore tolérables pour nos infrastructures électriques. C'est plus que le double de ce que nous avons importé en moyenne sur une base nette par le passé au semestre d'hiver. Des importations régulières plus importantes seraient certes techniquement possibles, mais elles généreraient trop de pression dans le réseau électrique, qui fonctionnerait en permanence à la limite, ce qui ne serait pas acceptable s'agissant d'infrastructures aussi importantes.

La question des risques liés aux importations est aussi importante en l'occurrence : les pays étrangers peuvent-ils et veulent-ils mettre ces quantités à disposition ? Des restrictions réglementaires comme la règle des 70 % de l'UE sont susceptibles d'empêcher les importations.



Renato Tami
Directeur de l'ElCom

« Un accord sur l'électricité avec l'UE ne nous dispense pas des tâches que nous devons résoudre au niveau national. »

En outre, l'actuelle pandémie de coronavirus l'a montrée : en situation de crise, chaque pays commence par assurer ses propres besoins, les voisins ne sont livrés que si les propres réserves sont suffisantes.

Les conditions-cadres de la Suisse sont-elles propices aux volumes d'investissements requis ?

Non, des améliorations sont nécessaires d'urgence. En tout cas, les conditions-cadres qui prévalent actuellement dans d'autres pays sont meilleures. De nombreuses entreprises suisses d'approvisionnement en énergie investissent dans des infrastructures à l'étranger, tandis que des projets hydroélectriques importants comme le développement au Grimsel sont bloqués chez nous. La planification et la construction de cinq éoliennes au Gothard a pris 18 ans. La classe

politique se doit de vérifier les réglementations actuelles concernant la redevance hydraulique, les débits résiduels, la protection des zones alluviales, etc. et de les adapter dans la perspective de réaliser la Stratégie énergétique 2050.

Un accord sur l'électricité avec l'UE nous aiderait-il en termes de sécurité d'approvisionnement ?

Il serait certainement utile que les entraves réglementaires soient réduites et que la Suisse soit complètement intégrée dans le marché intérieur de l'UE. Mais les problèmes que nous devons résoudre en Suisse ne seraient pas résolus pour autant. En d'autres termes : un accord sur l'électricité avec l'UE ne produit pas le moindre KWh supplémentaire et n'améliore en rien les conditions-cadres des investissements. Un accord avec l'UE serait bienvenu, mais il ne nous dispenserait pas des tâches que nous devons encore assumer chez nous.

Enfin, une question personnelle pour vous, en tant que directeur sortant : que souhaitez-vous pour la stratégie énergétique 2050 ?

Personnellement, je suis un partisan de la stratégie énergétique 2050, qui me semble être la seule voie à suivre. Cependant, il y a encore quelques compléments pour que la stratégie énergétique soit un succès. C'est ici que le Parlement est sollicité : le système incitatif en matière climatique et énergétique SICE ne peut être supprimé sans solution alternative, et des améliorations sont également nécessaires au niveau des conditions-cadres en matière d'investissements. Il doit être clair pour nous tous que la stratégie énergétique coûte cher : moyens financiers, protection de l'environnement et infrastructures. Tout cela a un prix, et nous n'arriverons à rien avec des mesures homéopathiques. Sinon, l'industrie de l'électricité investira à l'étranger. Nous devons y remédier si nous voulons créer des emplois dans notre pays, garantir la sécurité de l'approvisionnement et renforcer la position de la Suisse.

3 Sécurité de l'approvisionnement



En Suisse, le développement des énergies renouvelables ne progresse que très lentement. Les éoliennes permettent de couvrir une partie des besoins en électricité, comme c'est le cas ici dans l'Entlebuch.

3.1 Introduction

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 compromise à moyen ou long terme, l'ElCom propose au Conseil fédéral les mesures visées à l'art. 9 LApEl. De telles mesures relèvent des 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.

Des analyses de bilan concernant la production hivernale ont été réalisées et publiées dans un document de référence en vue d'étudier la sécurité d'approvisionnement future de la Suisse. Parallèlement, l'étude ElCom System Adequacy 2030 (résumée en français sous le titre « Adéquation du système électrique en 2030 ») présente des simulations probabilistes de la situation de l'approvisionnement dans dix ans. Un rapport complet sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2020 a aussi été établi. L'ElCom interprète les résultats de ces analyses comme suit : un développement résolu des capacités de production hivernale en Suisse est nécessaire à la sécurité de l'approvisionnement en hiver.

3.2 La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives

Dans le cadre de son mandat de surveillance, l'ElCom observe la sécurité de l'approvisionnement à moyen et long termes à l'aide d'un im-

portant dispositif de monitoring. Les points suivants présentent les principaux résultats de ce dispositif pour l'exercice sous revue.

3.2.1 Rétrospective de l'hiver 2019/2020

Selon MétéoSuisse, l'hiver 2019/2020 a été le plus doux depuis le début des mesures. Les températures ont été supérieures à la norme de près de 3°C. C'est pourquoi la consommation électrique destinée au chauffage, qui dépend des températures, a été basse. La disponibilité de la production des centrales nucléaires françaises correspondait aux prévisions et, en Suisse également, toutes les centrales nucléaires étaient en service comme prévu. Le taux de remplissage des lacs d'accumulation a été constamment supérieur à la moyenne pendant tout l'hiver.

En raison de la situation de réseau généralement tendue en décembre, notamment en ce qui concerne les lignes du réseau intérieur suisse vers la Suisse romande, et compte tenu de la mise hors service de la centrale nucléaire de Mühleberg à la fin décembre 2019, on a pris la mesure supplémentaire, à titre temporaire, de prescrire une production minimale aux centra-

les à accumulation de Suisse romande. Vu le niveau alors élevé de l'énergie stockée disponible, cette mesure ne posait aucun problème.

En février, plusieurs tempêtes et intempéries ont causé des perturbations du réseau de transport et des pannes sur neuf lignes de transport. Par moments, ces perturbations ont entraîné des interruptions de l'approvisionnement dans certaines zones des cantons de Schwyz, Uri et Zoug. Mais la stabilité du réseau dans son ensemble a été garantie en tout temps.

À partir de mars, en raison de la pandémie de coronavirus, la vie publique et l'activité économique ont été restreintes en Suisse et dans les autres pays européens. Il en a résulté une baisse sensible de la charge du réseau : dans un contexte de forte production photovoltaïque, Swissgrid a dû compenser à plusieurs reprises des surtensions en recourant à une puissance de réglage négative élevée.

3.2.2 Autres événements survenus en cours d'année

D'autres effets du coronavirus ont encore affecté le secteur de l'électricité. Pendant la crise, l'ElCom a organisé les échanges d'informations sur la sécurité de l'approvisionnement par des conférences convoquées à court terme avec les représentants des autorités et de la branche. Dans ce cadre, les points suivant ont notamment été abordés :

- En raison de la pandémie, certaines révisions des centrales nucléaires suisses ont dû être différées (comme en France, cf. point suivant). L'IFSN et la SUVA ont surveillé la disponibilité du personnel important pour l'exploitation des centrales nucléaires suisses. Cette disponibilité a été garantie en tout temps. Si les effectifs minimaux n'avaient pas été atteints, les réacteurs auraient été arrêtés.

- L'exploitation 7/24h du système du réseau de transport a elle aussi subi l'impact de la pandémie. Dès le début de mars 2020, Swissgrid était en mode d'exploitation « pandémie » : seuls étaient présents sur les lieux le personnel des deux centres de conduite et le personnel dont la fonction est critique pour l'exploitation des installations. Une variable importante pour l'entretien du réseau est la disponibilité des centrales. Diverses révisions d'installations du réseau de transport ont été repoussées parce que les créneaux de révision des centrales (nucléaires) ont été déplacés. On a également constaté que les groupes-bilan causaient des écarts de bilan plus importants en raison de la situation de charge extraordinaire. C'est pourquoi Swissgrid a

accru la quantité d'énergie de réglage en réserve pour faire face à cette évolution.

- La zone de réglage de la Suisse ne correspond pas tout à fait aux frontières du pays. Certaines zones à l'étranger (enclaves) sont également approvisionnées par des EAE suisses. Comme les frontières étaient fermées au début, on a recherché des solutions pour le personnel chargé de l'exploitation du réseau. Des solutions ont été trouvées avec les services étrangers compétents.

Au milieu de l'année, un résumé de la coordination et des déductions a été mis à la disposition des autorités compétentes et du Parlement

sous forme d'un rapport. Ce rapport contenait aussi le calcul d'un scénario de pandémie qu'il a encore été possible d'effectuer dans le cadre de l'ElCom System Adequacy 2030.

Indépendamment de la pandémie, au milieu de l'année, un pylône électrique est tombé dans le canton de Vaud. 220 kV ont ainsi été mis hors d'exploitation pendant environ deux mois, le temps que les travaux de réparation soient achevés. La stabilité de l'ensemble du réseau a pu être garantie en tout temps. L'enquête a révélé qu'un acte de sabotage était à l'origine de la chute de ce pylône. Les autorités chargées de l'enquête s'emploient à identifier les auteurs du délit.

3.2.3 Situation durant l'hiver 2020/2021

La période hivernale a débuté en octobre par une vague de froid et une première irruption de l'hiver à la fin du mois, alors que des températures extrêmement clémentes revenaient en novembre. En Suisse les cinq centrales nucléaires étaient toutes en exploitation et le niveau d'eau des lacs d'accumulation était supérieur à la moyenne au début de l'hiver.

Comparativement, la situation de l'approvisionnement annoncée en France pour l'hiver 2020/2021 était fondamentalement tendue. La raison en ont été les retards, causés par la pandémie de coronavirus, des révisions de centrales nucléaires françaises, qui sont effectuées en principe durant toute l'année, ce qui ne laisse que peu de marge si un facteur de perturbation externe se présente. Le ravitaillement en combustible a lui aussi été impacté par les retards pris dans les révisions. Les planifications de révisions se sont renouvelées dans le but d'assurer une disponibilité aussi élevée que possible des centrales nucléaires françaises en hiver. Pourtant, il en a résulté une très faible disponibilité des centrales nucléaires françaises au cours des mois de janvier, février et mars 2021. La France a annoncé que, malgré la constitution de réserves et l'activati-

on de contre-mesures nationales adaptées aux besoins, des pénuries d'approvisionnement pourraient survenir localement en lien avec une vague de froid marquée durant les mois d'hiver. Selon la couverture de la charge du réseau en France (en fonction de la température et de la disponibilité des centrales nucléaires), des flux de charge et des problèmes peuvent aussi survenir dans le réseau de transport suisse, rendant éventuellement nécessaires des contre-mesures correspondantes de Swissgrid et une étroite coordination avec les gestionnaires de réseau voisins, en particulier RTE (Réseau de Transport d'Électricité).

Dans un tel contexte, la situation de l'approvisionnement en Suisse pour le reste de l'hiver apparaît également tendue. En ce qui concerne l'énergie, le facteur de perturbation réside surtout dans la situation de l'approvisionnement en France, encore que le niveau des lacs d'accumulation soit encore à un niveau moyen à la fin de janvier 2021. S'agissant du réseau, le problème des flux de charge non planifiés demeure. La solution du redéploiement (« redispatching ») trilatéral améliore toutefois généralement les possibilités de la Suisse d'intervenir lorsque la situation du réseau est tendue.

3.3 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 passant de 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.

Les efforts déployés depuis de nombreuses années par Swissgrid et l'ElCom portent lentement leurs fruits. Le problème est désormais reconnu par les pays voisins. À titre de mesure à court terme, les gestionnaires de réseau de transport et les régulateurs de France, d'Allemagne et de Suisse ont élaboré, dans la perspective de l'hiver 2019/2020, une solution qui prévoit un redéploiement (« redispatching ») trilatéral. Dans ce cadre, si une surcharge survient en raison de flux non planifiés provenant du marché à 24 heures, Swissgrid peut solliciter simultanément des centrales électriques françaises et allemandes pour qu'elles augmentent ou réduisent leur production de manière à décongestionner le réseau suisse. Swissgrid dispose de cet instrument depuis décembre 2019. En 2020, le problème de ces flux non planifiés n'a pas été trop marqué, sans doute à la faveur de la charge généralement plus basse en raison de la pandémie de coronavirus.

En parallèle, on travaille également à une solution permanente qui ne se limite pas à combattre les symptômes. À cette fin, Swissgrid et l'ElCom sont en contact avec les organismes des régions de calcul de la capacité « CORE » (pour les frontières nord de la Suisse), avec l'« ITN » (pour la frontière avec l'Italie) et avec l'UE. L'objectif est de parvenir à une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs des capacités, de sorte que de tels flux non planifiés n'entraînent des congestions que dans des situations exceptionnelles. En outre, la Suisse doit être prise en compte à l'avenir dans l'application de méthodes apparentées au calcul des capacités, comme le redéploiement (« redispatching ») et les échanges de contrepartie (« countertrading »). L'objectif est de conclure des accords techniques avec les pays de ces deux régions de calcul des capacités. Du point de vue de l'UE, de tels accords sont du reste la condition pour que les pays voisins de la Suisse soient autorisés à tenir compte des flux avec la Suisse dans leur objectif respectif de 70 %.

Si les travaux avec l'ITN sont relativement avancés, on relève certains progrès et rapprochements avec CORE en 2020, mais une solution n'apparaît pas encore réaliste à court terme et elle n'est aucunement garantie à long terme.

Un autre problème des flux non planifiés qui menacent la sécurité du système découle des plateformes de négoce d'énergie de réglage, qui sont en exploitation depuis 2020. Si la Suisse ne participe pas à ces plateformes, des flux d'électricité non planifiés surviennent à un moment très rapproché de celui de la livraison. Or, il n'existe encore aucune mesure efficace contre ces flux. Ce sera également un thème important en 2021.

3.4 Cybersécurité

Les réseaux électriques sont de plus en plus pilotés et surveillés par les technologies de l'information et de la communication « intelligentes ». Ces systèmes offrent au gestionnaire de réseau des options de pilotage supplémentaires, ils lui permettent d'exploiter plus efficacement le système et lui donnent la possibilité de proposer de nouveaux services. Mais l'interconnexion croissante liée aux technologies de l'information augmente aussi le risque que des pirates pénètrent dans le réseau électrique et qu'ils violent la disponibilité¹, l'intégrité² ou la confidentialité³ des données, voire qu'ils détruisent des installations 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 peut, selon les scénarios de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP), causer 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. Durant l'exercice sous rapport, par exemple, le réseau des bureaux du REGRT-E a été la cible d'une cyber-attaque. Ce système n'est pas relié aux systèmes opérationnels des gestionnaires de réseau de transport. Par esprit de sécurité toutefois, Swissgrid a interrompu les liaisons avec le REGRT-E jusqu'à ce que les systèmes informatiques concernés fussent de nouveau en état de fonctionner.

Conformément à l'art. 22, al. 3, LApEI, 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. Cette tâche implique les risques liés aux technologies de l'information, de sorte que l'ElCom consacre aussi l'attention nécessaire à l'état de la cybersécurité chez les gestionnaires de réseau.

C'est pourquoi l'ElCom a décidé en 2018 d'obtenir un aperçu de l'état d'avancement des mesures or-

ganisationnelles et techniques relatives à la cybersécurité chez les 92 plus grands gestionnaires de réseau. Elle a résumé les résultats de cette enquête dans un rapport consacré à la cybersécurité (Cyber-Sicherheit 2019) et a formulé des recommandations sur cette base. Dans ce cadre, l'ElCom n'a pas examiné l'état de l'ensemble des mesures de cybersécurité, elle s'est intéressée avant tout à la gestion des risques, à la sensibilisation des collaborateurs, aux relations avec les prestataires externes, aux questions fondamentales relatives à l'architecture de réseau et à la détection de cyberincidents. Par conséquent, les recommandations qui en découlent s'appliquent seulement aux domaines examinés. L'ElCom s'est référée aux normes et documents actuels de la branche.

La cybersécurité continue de gagner en importance en raison de l'interconnexion croissante. L'ElCom se félicite de la mise en œuvre efficace et fondée sur les risques des documents de la branche publiés par l'AES « ICT Continuity », « Protection de base pour les technologies opérationnelles (OT) de l'approvisionnement en électricité » et « Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents », conformément au guide PIC de l'OFPP. Il s'agit en fait à ses yeux d'une condition préalable. 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 équipe d'intervention en cas d'urgence informatique (« computer emergency response team », CERT) méritent d'être salués en égard au principe de subsidiarité.

¹ La disponibilité signifie que les systèmes et données à protéger sont accessibles et utilisables sur demande par une entité autorisée.

² L'intégrité signifie d'une part que les données traitées sont exactes et complètes et, d'autre part, que les systèmes fonctionnent correctement.

³ La confidentialité désigne la protection des systèmes et des données contre l'accès non autorisé par des personnes ou des processus.

3.5 Qualité de l’approvisionnement

3.5.1 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 correspondant à leur fréquence moyenne par consommateur final. Le calcul de ces indices prend en compte toutes les coupures non planifiées de plus de trois minutes qui sont 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 95 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ceux-ci réalisent 88 % du chiffre d’affaires lié à l’énergie produite en Suisse. En 2019, ces 95 gestionnaires ont enregistré 5780 coupures non planifiées (cf. tableau 1). Le nombre de coupures non planifiées a donc diminué 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.

	2016	2017	2018	2019	2020 ¹	Unité
Interruptions	4’328	4’814	6’495	5’780		Nombre
SAIDI	9	10	14	8		Minutes par consommateur final
SAIFI	0.20	0.21	0.27	0.17		Coupures par consommateur final

¹ Les chiffres concernant la qualité de l’approvisionnement en 2020 seront publiés en 2021 et disponibles sur le site Internet de l’ElCom.

Tableau 1: Évolution de la qualité de l’approvisionnement en Suisse de 2015 à 2019 (coupures non planifiées uniquement)

En 2019, la durée moyenne des interruptions non planifiées par consommateur final était de 8 minutes. La valeur de cet indicateur a donc baissé de 6 minutes à l’échelle du pays. La fréquence moyenne des interruptions non planifiées par consommateur final, qui a diminué en 2019 par rapport à l’année précédente, était de 0,17 coupures par consommateur final. La disponibilité du réseau suisse demeure très bonne. Les valeurs SAIDI et SAIFI en-

registrées en 2019, qui sont inférieures, sont principalement dues à l’absence d’événements naturels extraordinaires. La qualité élevée de l’approvisionnement de la Suisse apparaît aussi en comparaison internationale. Selon le « CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply », la Suisse figure parmi les pays d’Europe dont la qualité d’approvisionnement est la plus élevée.

3.5.2 Capacité d'importation

Outre la disponibilité du réseau, la capacité d'importation à disposition est aussi un paramètre important déterminant la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Simultanément, la capacité d'importation et d'exportation permet au secteur suisse de l'électricité de conclure des affaires sur le marché européen en exploitant sa compétitivité. C'est pourquoi l'El-Com suit l'évolution des capacités d'interconnexion transfrontalières disponibles (Net Transfer Capacity, NTC, constituée de la NTC d'importation et de la NTC d'exportation).

La NTC indique quelle capacité de transport transfrontalière les négociants peuvent utiliser sans contrevenir aux normes de sécurité, à l'importation ou à l'exportation, pour des échanges commerciaux entre la Suisse et les

États voisins. Swissgrid détermine les valeurs horaires correspondantes pour chacune des quatre frontières de la Suisse en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins. La capacité d'importation et d'exportation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage suisse, est comptabilisée dans la capacité d'importation et d'exportation de l'Autriche.

Le tableau 2 donne un aperçu de l'évolution moyenne des capacités d'importation disponibles, d'une part pour l'ensemble des frontières et pour la « frontière nord », d'autre part pour chaque frontière spécifique entre la Suisse et ses voisins. Sur une base horaire, la NTC est plus volatile que les moyennes annuelles des valeurs d'importation et d'exportation.

NTC D'IMPORTATION (MW)	2016	2017	2018	2019	2020
Total	6'962	6'987	6'756	6'657	6'982
Frontière nord (AT, DE, FR)	5'245	5'265	5'034	4'936	5'260
France	2'974	3'007	2'772	2'678	2'944
Allemagne	1'468	1'501	1'396	1'343	1'264
Autriche	803	757	866	915	1'052
Italie	1'717	1'722	1'722	1'721	1'722

Tableau 2: Évolution de la capacité d'importation disponible (NTC) de la Suisse entre 2016 et 2020 (moyennes annuelles des valeurs NTC horaires)

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 du réseau de distribution 220 kV, les capacités d'importation maximales de la Suisse sont avant tout déterminées par la capacité disponible des transformateurs de couplage 380/220 kV. À la « frontière nord », en 2020, la capacité d'importa-

tion a légèrement augmenté en provenance de la France (elle reste toutefois inférieure à 3000 MW en moyenne), tandis qu'elle continuait de baisser en provenance de l'Allemagne. Mais l'augmentation de la capacité d'importation à partir de l'Autriche, dont le marché de gros est découplé du marché allemand depuis octobre 2018, a permis de compenser cette évolution.

À l'inverse, la capacité d'importation en provenance d'Italie est restée en moyenne relativement stable entre 2016 et 2020. Jusqu'à présent, dans des situations normales, cette capacité d'importation à la frontière italienne est considérée moins pertinente pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse que la capacité d'importation à la « frontière nord ». Mais avec la volatilité croissante des marchés, les sorties du nucléaire et du charbon de l'Alle-

magne et partiellement de la France (la centrale nucléaire de Fessenheim a été définitivement mise hors service en 2020) ainsi que le débranchement de la centrale nucléaire de Mühleberg (décembre 2019), les importations en provenance d'Italie gagneront également en importance à l'avenir. Des mesures visant à accroître la capacité d'importation en provenance de l'Italie sont déjà engagées. Elles devraient déployer leurs effets à partir du printemps 2022.

3.5.3 Capacité d'exportation

Compte tenu des importants flux de transit qui traversent la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation disponible, en particulier vers l'Italie et la France, joue également un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement de notre pays et de nos voisins (voir

tableau 3). En outre, le niveau de cette capacité d'exportation vers l'Italie a une influence déterminante sur la disponibilité de la capacité d'importation de la Suisse aux frontières avec la France, l'Allemagne et l'Autriche.

NTC D'EXPORTATION (MW)	2016	2017	2018	2019	2020
Total	9'262	9'129	8'769	7'933	8'658
Frontière nord (AT, DE, FR)	6'276	6'207	6'115	5'415	5'928
France	1'125	1'180	1'184	1'163	1'136
Allemagne	4'000	4'000	3'888	3'491	3'708
Autriche	1'151	1'027	1'043	761	1'084
Italie	2'986	2'922	2'654	2'518	2'730

Tableau 3: Évolution de la capacité d'exportation disponible (NTC) de la Suisse entre 2016 et 2020 (moyennes annuelles des valeurs NTC horaires)

En 2020, la capacité d'exportation moyenne vers l'Italie est restée plus basse qu'en 2016 et en 2017, mais elle a été supérieure à celle de 2018 et de 2019, notamment parce que le gestionnaire de réseau de transport italien a fréquemment ordonné des réductions de capacité pour assurer la stabilité du réseau intérieur de l'Italie. Cette situation ne s'est pas produite

uniquement durant les périodes où la consommation est habituellement faible en Italie (p. ex. le week-end, pendant les vacances de Pâques ou les vacances d'été), elle s'est manifestée aussi parce que l'Italie a été le premier pays européen à être fortement touché par la pandémie de coronavirus. De ce fait, le pays est entré tôt dans une crise économique qui a entraîné

une diminution de la consommation électrique et une baisse de la charge du réseau.

En 2020, on a en outre constaté une NTC d'exportation vers l'Allemagne nettement inférieure à celle observée de 2016 à 2018, encore qu'elle fut plus élevée qu'en 2019. Inversement, la capacité d'exportation vers l'Autriche s'est de nouveau rapprochée de son niveau de 2016 pour atteindre près de 1100 MW en moyenne.

Le calcul de la capacité d'exportation vers l'Allemagne a été converti à une nouvelle méthode plus précise au cours de 2020. L'ElCom s'est

intensivement impliquée pour accompagner l'introduction de cette nouvelle méthode.

À l'avenir, dans le cadre de la coopération européenne, les NTC d'importation et d'exportation devront être optimisées à l'aide de scénarios basés sur les flux de charge. Globalement, de tels scénarios permettront l'intégration progressive des marchés nationaux dans la perspective d'un marché européen de l'électricité, afin que la gestion exigeante des capacités frontalières de la Suisse, dont la disponibilité est limitée, soit optimisée.

3.5.4 Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées

De nombreuses installations de production d'énergie photovoltaïque (PV) de la zone de réglage suisse ou dans l'ensemble du réseau interconnecté européen sont paramétrées 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. Cette réaction peut mettre en danger le système. Afin de confiner cette problématique, il faut s'assurer dans toute l'Europe – donc aussi dans la zone de réglage suisse – qu'aucune autre installation ne puisse être raccordée au réseau si elle ne respecte pas les réglages de protection nécessaires.

L'ElCom a donc édicté le 6 mars 2018 la directive 1/2018 et l'a publiée sur son site Internet. Par courrier du 15 juin 2018 adressé aux gestionnaires de réseau de distribution, elle a en outre lancé un programme de modernisation des installations photovoltaïques (installations PV)

existantes, qui se déconnectent du réseau en cas de surfréquence. Dans un premier temps, ce programme a été limité aux installations PV d'une puissance de raccordement supérieure ou égale à 100 kVA (programme de modernisation 1), car celles-ci permettaient d'obtenir de bons résultats rapidement et à des coûts raisonnablement bas.

Le programme de modernisation 1 n'a pas permis d'atteindre l'objectif fixé par l'ElCom d'un maximum de 200 MVA de puissance provenant d'installations PV non conformes. C'est pourquoi, à la fin de 2019, l'ElCom a décidé d'étendre le programme de modernisation à toutes les installations PV d'une puissance de raccordement supérieure à 30 kVA (programme de modernisation 2). Le programme de modernisation 2, qui a été lancé en janvier 2020, oblige les gestionnaires de réseau de garantir la conformité des installations PV dans leur zone de desserte avant la fin de 2022 au plus tard.

3.6 Services-système

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

port 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. De ce fait, il est nécessaire 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 ser-

vices-système (SDL) généraux. En plus de ces tarifs, d'autres prestations nécessaires à l'exploitation sûre du réseau sont facturées : la gestion des bilans d'ajustement, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage, le maintien de la tension et la compensation des pertes de transport. Toutefois, la puissance de réglage représente la part financièrement 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 49 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. Les coûts élevés en 2016 sont dus à la situation d'approvisionnement tendue en Suisse durant l'hiver. Une comparaison sur plusieurs années montre que les coûts de la puissance de réglage ont diminué depuis 2016.

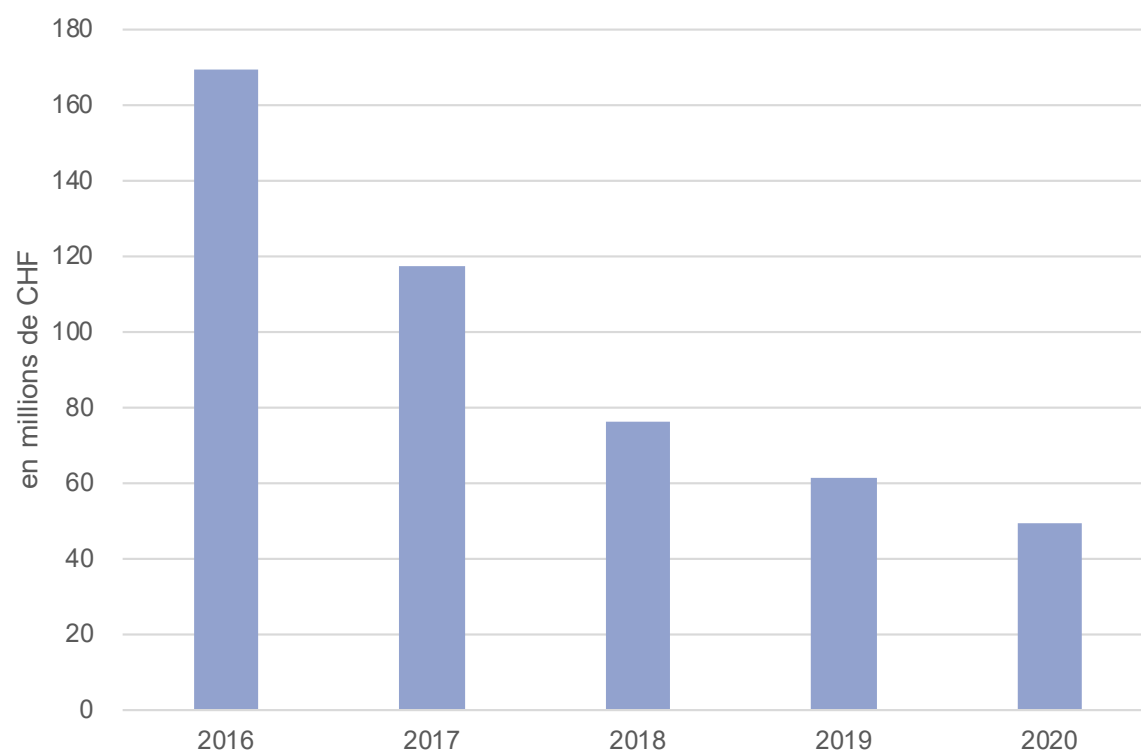


Figure 1: Évolution des prix de la puissance de réglage entre 2016 et 2020

Depuis 2016, Swissgrid anticipe l'acquisition d'une partie de la puissance de réglage pour le printemps. Cette précaution garantit d'une part la disponibilité des réserves d'eau et elle 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 12 millions de francs, soit moins que les coûts de 2019, qui étaient d'environ 16 millions de francs.

En 2019 et en 2010, Swissgrid a poursuivi le développement de produits de réglage en vue d'accroître la liquidité. Par exemple, l'acquisition de la puissance de réglage secondaire a été adaptée en 2019. Jusqu'à mi-2018, la puissance de réglage secondaire était achetée comme un produit symétrique. En d'autres termes, le

fournisseur devait offrir la même quantité de puissance de réglage secondaire positive et négative. Le passage à un produit asymétrique permet désormais au fournisseur de proposer de la puissance de réglage secondaire uniquement positive ou uniquement négative. Pour Swissgrid, il est dès lors également possible de se procurer la quantité correspondante de manière plus sélective. De plus, l'acquisition de puissance de réglage primaire a été adaptée durant l'année sous rapport : elle est désormais achetée quotidiennement en six blocs de 4 heures. Afin d'accroître encore la liquidité, de petites quantités de produits de réglage sont également achetés sur les plateformes internationales. Tel est notamment le cas de la puissance de réglage primaire (« frequency containment reserve », FCR) et, depuis octobre 2020, également de l'énergie de réglage tertiaire (« replacement reserve », RR).

4 Réseaux



Le réseau à haute tension suisse mesure plus de 6000 km de long, ce qui correspond à peu près à la distance entre Berne et New York.

4.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ensemble du réseau électrique suisse s'étend sur quelque 210 205 kilomètres, soit environ cinq fois la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau 7) correspondent à 71 % de cette étendue, tandis que le réseau de transport national de Swissgrid n'en représente qu'un peu plus de 3 % en tout. Dans le cadre de sa comptabilité analytique et des rapports qu'elle établit régulièrement, l'ElCom soumet chaque année les réseaux électriques suisses à des relevés en fonction des différentes classes d'installation. Le nombre de gestionnaires de réseau figurant au tableau 4 se rapporte aux gestionnaires de réseau qui ont fourni des données sur les classes d'installation. Le nombre d'instal-

lations 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 baissé en raison du câblage progressif, alors que le nombre de lignes souterraines et de stations transformatrices a augmenté. Le réseau électrique s'est développé de 3 % entre 2015 et 2019. Pour les quelque 5,7 millions de points de mesure, on compte 5,6 millions de destinataires de factures en 2019. Selon l'Office fédéral de la statistique (OFS), la Suisse compte 0,6 million d'entreprises (2018) et près de 8,6 millions d'habitants (2019). La population a augmenté d'un peu plus de 3 % entre 2015 et 2019.

Classe d'installations	2015	2016	2017	2018	2019	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	119'621	119'277	120'509	122'616	124'941	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1'911	1'924	1'992	1'906	2'053	km
Lignes souterraines MT (NR5)	33'870	34'044	34'675	35'307	36'433	km
Lignes souterraines BT (NR7)	77'590	78'011	79'269	80'029	82'179	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	53'931	54'240	55'011	57'091	58'891	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'750	6'629	6'590	6'652	6'717	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	6'904	6'738	6'791	6'777	6'788	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR5)	10'590	10'061	9'784	9'458	9'346	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	10'653	11'621	8'150	7'663	7'899	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	963	893	1'056	819	825	Nombre
Transformateurs NR2	146	148	151	145	147	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	165	159	164	167	163	Nombre
Transformateurs NR3 ²	78	79	77	76	76	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'606	2'577	2'600	2'586	2'680	Nombre
Transformateurs NR4	1'143	1'142	1'150	1'143	1'153	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	2'078	2'011	2'078	2'163	2'929	Nombre
Transformateurs NR5 ²	190	75	72	73	74	Nombre
Transformateurs NR5 ¹	28'226	30'836	29'934	30'685	39'486	Nombre
Stations transformatrices NR6	53'405	53'024	53'144	53'730	54'850	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5'748	5'402	5'457	5'265	5'487	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	174'897	174'377	174'917	177'430	182'325	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5'452'650	5'512'743	5'573'672	5'635'760	5'779'344	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	649	643	636	630	632	

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 la station de couplage supérieure est rattachée au niveau de réseau 1, conformément à l'art. 2, al. 2, OApEI.

2) Bien que la transformation intervienne habituellement aux niveaux de réseau pairs, elle peut avoir aussi lieu dans certains cas à des niveaux de réseau impairs, par exemple pour compenser des séries de tension différentes au même niveau de réseau (p. ex. 110 et 50 kV au NR3).

Tableau 4: Installations du réseau électrique suisse

La valeur totale du réseau électrique suisse est de l'ordre de 21,7 milliards de francs, dont environ 90 % sont attribuables au réseau de distribution. La valeur résiduelle des installations du réseau de distribution a augmenté de quelque 0,4 milliard de francs par rapport à l'année précédente. Simultanément, les produits de l'utilisation du réseau de distribution payés par les consommateurs finaux (hors redevances, prestations fournies aux collectivités et taxes pour l'encouragement des énergies renouvelables) sont restés à leur niveau de l'année précédente (3,5 milliards de francs).

Les figures suivantes montrent, pour le réseau de distribution, comment la propriété et les produits de l'utilisation du réseau se répartissent en fonction de la taille des entreprises. Les

100 principaux gestionnaires de réseau sont subdivisés en groupes de dix dans les deux figures, les autres formant le groupe restant. Les dix plus grandes entreprises (bleu foncé) détiennent ensemble 42 % de tous les actifs déclarés (figure 2), soit environ autant que totalisent les 90 entreprises suivantes par la taille. Les quelque 530 petits gestionnaires de réseau restants (bleu clair) détiennent une part de 15 %, soit autant que cinq ans plus tôt.

La répartition est similaire en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 3). Les dix principaux gestionnaires (bleu foncé) détiennent 44 % de tous les produits, soit à peu près autant que cinq ans plus tôt. La part du groupe des petits gestionnaires de réseau (bleu clair), légèrement en baisse, s'établit à 14 %.

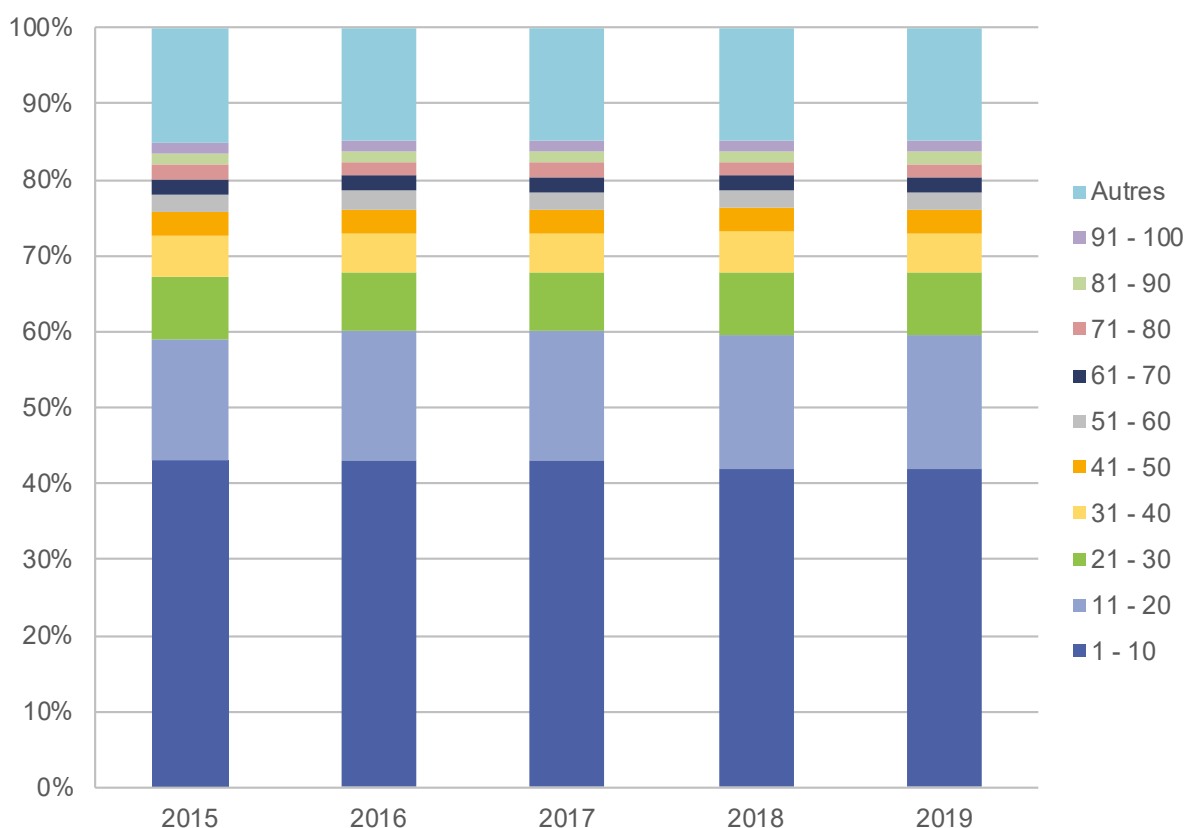


Figure 2: Répartition des parts de propriété du réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

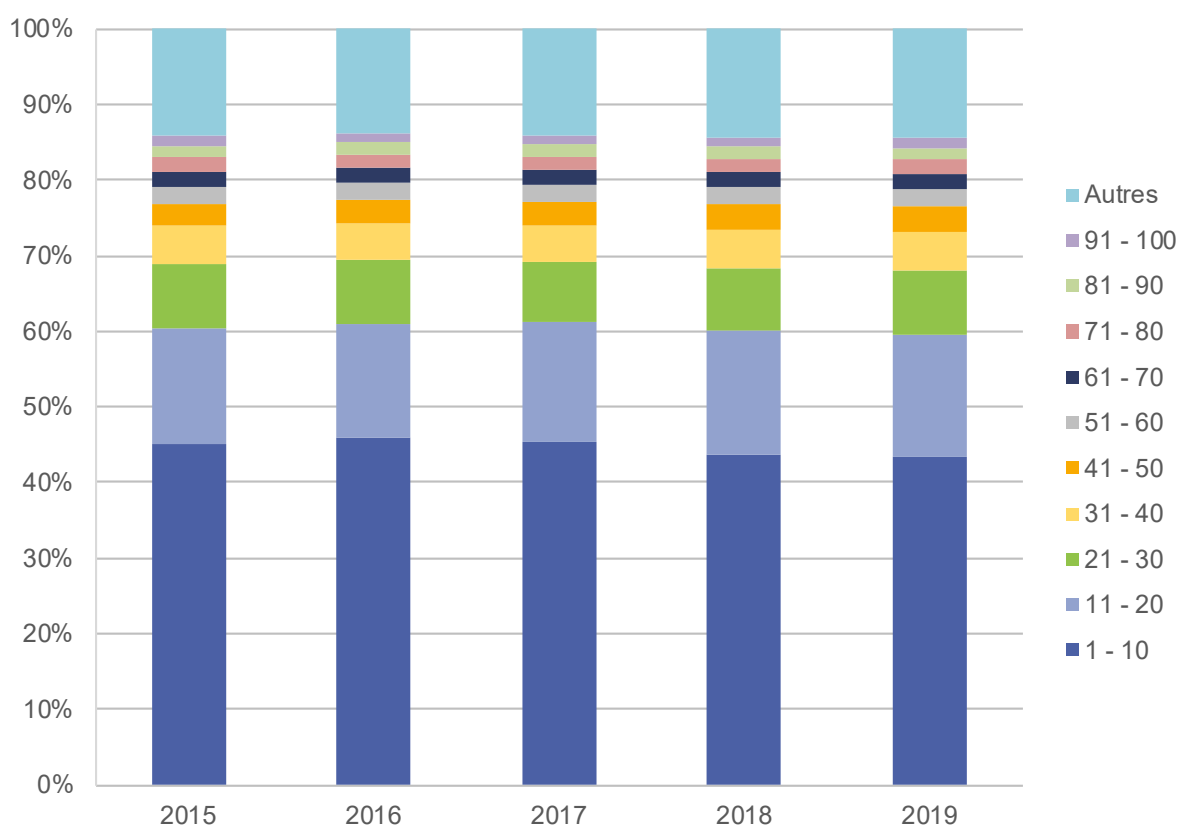


Figure 3: Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

Pour 2019, les gestionnaires des réseaux de distribution ont déclaré des coûts totaux du réseau (y compris les redevances et prestations ainsi que les suppléments perçus sur le réseau de transport) de 5,1 milliards de francs bien comptés. Ces coûts reposent sur les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un « réseau sûr, performant et efficace », auxquels viennent s'ajouter les impôts ainsi que les redevances et prestations fournies aux collectivités (y compris les suppléments perçus sur le réseau de transport). La composante la plus importante des coûts du réseau de distribution reste les coûts d'exploitation et de capital avec une part de 67 %, soit 3,4 milliards de francs (figure 4). Si ce montant est additionné aux impôts directs et comparé aux tarifs d'utilisation du

réseau mentionnés ci-dessus, un découvert de quelque 38 millions de francs apparaît pour 2019. La part des redevances et prestations a augmenté d'un point de pourcentage ces cinq dernières années pour s'établir à 32 %. Cette part comprend les redevances et les prestations perçues par les cantons et les communes ainsi que les taxes incitatives prévues par la législation fédérale et prélevées pour l'encouragement des énergies renouvelables. La hausse, principalement due à l'augmentation progressive dès 2014 de la taxe incitative prélevée en vertu de la loi fédérale pour encourager les énergies renouvelables, s'explique aussi par l'augmentation des redevances et prestations cantonales et communales.

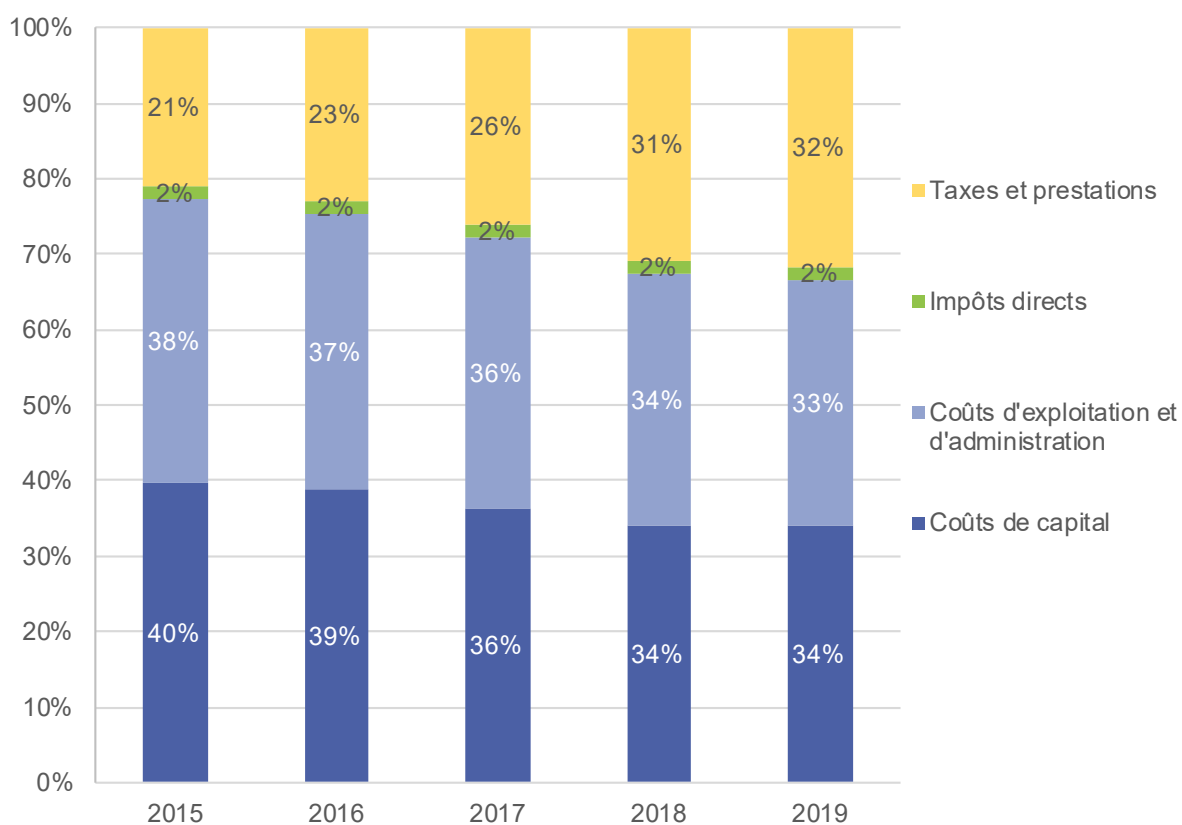


Figure 4: Composition des coûts du réseau de distribution

Dans son rapport annuel 2019, Swissgrid mentionne 458 millions de francs pour les coûts d'utilisation du réseau et 180 millions de francs pour les coûts des services-système. Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 5,1 milliards de francs aux coûts cumulés de 0,6 milliard bien comptés pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à environ 5,7 milliards de francs. La figure 5a montre la répartition de ces coûts entre les différents niveaux de réseau (NR). Représentant près de 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.

Comparativement, 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 16 %. La figure 5b illustre la répartition des coûts de réseau sans les redevances et prestations. Il en ressort que les coûts en francs ainsi que la part du niveau NR7 dans les coûts totaux y sont nettement réduits par rapport à la figure 5a, puisque les redevances et prestations sont surtout prises en compte au niveau NR7 et moins aux niveaux NR5 et NR3.

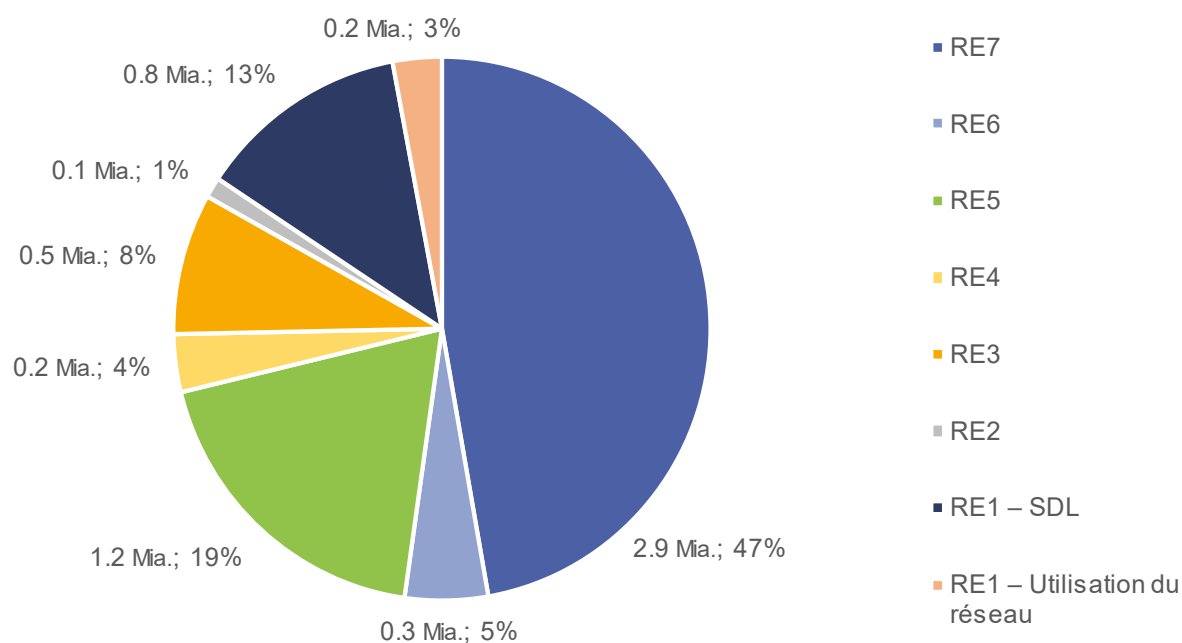


Figure 5a: Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2-7), 2019

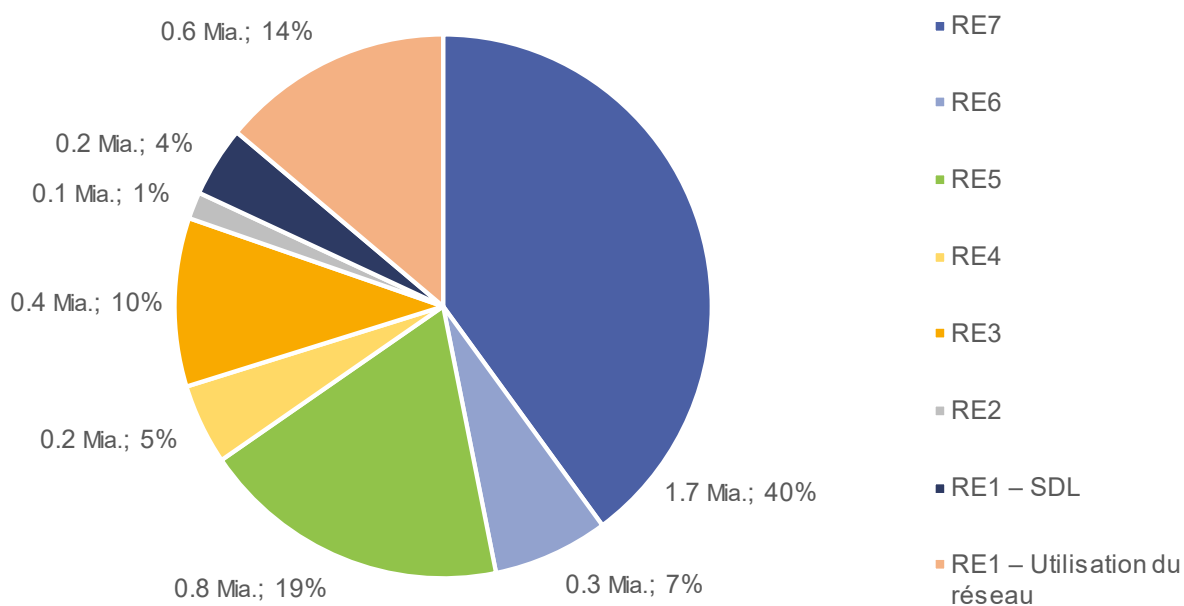


Figure 5b: Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (sans les redevances et prestations ni les suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2-7), 2019

4.2 Développement et planification des réseaux

4.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Conformément à l'art. 9a LApEl, en vigueur depuis le 1er juin 2019, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) élabore un scénario-cadre servant de fondement à la planification des réseaux de transport et de distribution. Dans ce contexte, il convient de s'appuyer sur les objectifs de politique énergétique de la Confédération et sur les données de référence macroéconomiques tout en tenant compte du contexte international. Lors de l'élaboration du scénario-cadre, l'OFEN s'assure le concours approprié des cantons, de la société nationale du réseau de transport, des autres gestionnaires de réseau et des autres acteurs. Conformément à l'art. 5a OApEl, le scénario-cadre doit être vérifié tous les quatre ans et, le cas échéant, actualisé. Selon l'OFEN, le premier scénario-cadre sera probablement disponible en 2021.

L'article 9d LApEl entrera en vigueur le 1er juin 2021. Il stipule que la société nationale du réseau de transport soumet son plan pluriannuel à l'examen de l'ElCom dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral. Le contenu de la planification pluriannuelle est décrit dans l'article 6a OApEl, qui entrera également en vigueur le 1er juin 2021.

Comme aucun scénario-cadre n'est encore disponible, la planification pluriannuelle de Swissgrid se réfère au rapport sur le réseau stratégique 2025, qui date du début de 2015. Ce rapport permet de disposer d'une planification coordonnée du réseau de transport à l'échelle de la Suisse. Cette planification est pour l'essentiel 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 trans-

port 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 imprécisions concernant la « performance » du réseau semblent cependant nettement plus grandes que ne le suggèrent les nombreux calculs précis concernant l'utilité nette qui en est présentée. 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 fiabilité de l'analyse coûts-bénéfice. Dans la perspective de l'allocation transfrontalière des coûts (ATF ou CBCA pour « cross border cost allocation »), il s'agira d'approfondir les discussions méthodologiques menées entre Swissgrid, l'ElCom et les organismes compétents. 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 aussi objective que possible et d'hypothèses transparentes. Il convient de saluer cette approche. Toutefois, les imprécisions qui caractérisent l'appréciation de l'utilité entachent aussi l'évaluation du critère d'efficacité. C'est pourquoi il faut mener en l'occurrence les mêmes réflexions quant à la sensibilité que pour les imprécisions concernant l'utilité.

4.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

Depuis le 1er juin 2019, chaque gestionnaire de réseau doit fixer les principes qui sont appliqués à la planification du réseau, conformément à l'art. 9b LApEl. Pour fixer ces principes, il faut notamment tenir compte du fait que, en règle générale, une extension de réseau ne peut être prévue que si une optimisation ou un renforcement ne suffisent pas à garantir un réseau sûr, performant et efficace pendant toute la durée de l'horizon de planification. Selon l'art. 9b, al. 3, LApEl, l'ElCom peut définir les exigences minimales à respecter. En outre, selon l'art. 9b, al. 4, le Conseil fédéral peut obliger les gestionnaires de réseau à publier leurs principes.

L'art. 9c indique par ailleurs que les gestionnaires de réseau coordonnent leur planification du réseau. Cette obligation comprend celle de mettre les informations nécessaires gratuitement à la disposition des autres gestionnaires de réseau. À cet effet, les gestionnaires de réseau impliquent adéquatement les cantons concernés et les autres acteurs concernés dans la planification.

L'art. 9d LApEl entrera en vigueur le 1er juin 2021. Il prévoit que les gestionnaires du réseau établissent pour leurs réseaux d'une tension nominale supérieure à 36 kV, sur la base du scénario-cadre et en fonction des besoins supplémentaires pour leur zone de desserte, un plan de développement du réseau portant sur dix ans (plan pluriannuel). Le plan pluriannuel doit décrire les projets prévus et indiquer

dans quelle mesure ils sont efficaces et appropriés d'un point de vue technique et économique. Il doit en outre indiquer les mesures de développement du réseau prévues au-delà de la période de dix ans qu'il couvre. Conformément à l'art. 6a, al. 2, OApEl, qui entrera également en vigueur le 1er juin 2021, les plans pluriannuels relatifs aux réseaux de distribution d'une tension nominale supérieure à 36 kV doivent être établis dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.

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 obligation s'applique aux réseaux d'une tension de 36 kV et plus. L'ElCom estime qu'il n'y a pas lieu pour l'heure d'intervenir dans la procédure générale suivie pour établir cette planification pluriannuelle. Elle réexaminera la question dès que le cadre légal concernant les « réseaux d'approvisionnement électrique intelligents » aura été défini plus clairement. En attendant, l'ElCom recommande aux gestionnaires de réseau d'utiliser provisoirement le document de la branche « Plans pluriannuels pour les réseaux NR2 et NR3 » de l'Association des entreprises électriques suisses (AES). En cas de doute quant à l'imputabilité des coûts de différentes variantes d'extension, elle leur conseille de prendre préalablement contact avec son Secrétariat technique.

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

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 prévus par la LA-

pEl (réseau sûr, performant et efficace). Selon la convention de 2018, le DETEC statue sur les divergences entre l'ElCom, l'OFEN et l'ESTI. La réglementation relative au facteur de

surcoût dans le réseau de distribution est entrée en vigueur durant l'année sous rapport. S'agissant du réseau de transport, Swissgrid a réalisé le module sur proposition de l'ElCom. Cet instrument est utile au calcul systématique des coûts des variantes de PSE.

En 2020, dans le cadre de ses tâches légales, l'ElCom s'est engagée dans les groupes d'accompagnement des procédures PSE suivantes : All' Acqua – Magadino, Vallemaggia (PSE 109), 1re et 2e étapes ; Innertkirchen – Ulrichen (PSE 203) ; câble d'introduction à Innertkirchen

(PSE 202.1). Dans le cadre du regroupement des infrastructures, on a admis l'imputabilité d'un canal de conduites de service destiné aux lignes câblées de Swissgrid dans le deuxième tunnel autoroutier du Gothard qui doit être construit. L'expiration anticipée de certaines servitudes pour une ligne de Swissgrid sur le territoire communal de Balzers, au Liechtenstein, constitue un défi peu ordinaire. En ce qui concerne le réseau de distribution, dans le cadre de l'approbation des plans, l'ElCom a rendu plusieurs prises de position au sujet de projets de relèvement de la tension.

4.3 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.

4.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Compte tenu des précédents résultats annuels, le budget ascendant (« bottom-up ») de 222 millions de francs a été réduit à 183,6 millions de francs, sous la forme d'une décote de 38,4 millions de francs. Pendant la période de réalisation 2019, les investissements planifiés ont évolué comme prévu. Les investissements plus bas que prévu ont résulté en particulier de retards dans les travaux aux stations transformatrices des sous-stations de Chippis et Mettlen,

en raison d'erreurs de fabrication, de procédures retardées ou de permis non obtenus. Ces retards concernent des projets menés en Valais (Bâtiaz – Le Verney, Bickigen – Chippis, Mörel – Ulrichen) et dans d'autres régions de Suisse (p. ex. Pradella – La Punt). Le volume d'investissement effectif pour les projets de réseau a été de 116,2 millions de francs en 2019.

4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Entre 2015 et 2019, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi quelque 1,4 milliard de francs par an (figure 6). Durant cette période, les amortissements ont augmenté de 914 millions à plus de 960 millions de francs. C'est pourquoi l'excédent d'investissement a diminué d'environ 533 millions à près de 480 millions de francs. Étant donné que la fiabilité

des réseaux électriques suisses est très élevée, également en comparaison internationale, et qu'elle s'est encore améliorée au cours de la période sous revue (cf. point 3.5), l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution continuent d'être suffisants.

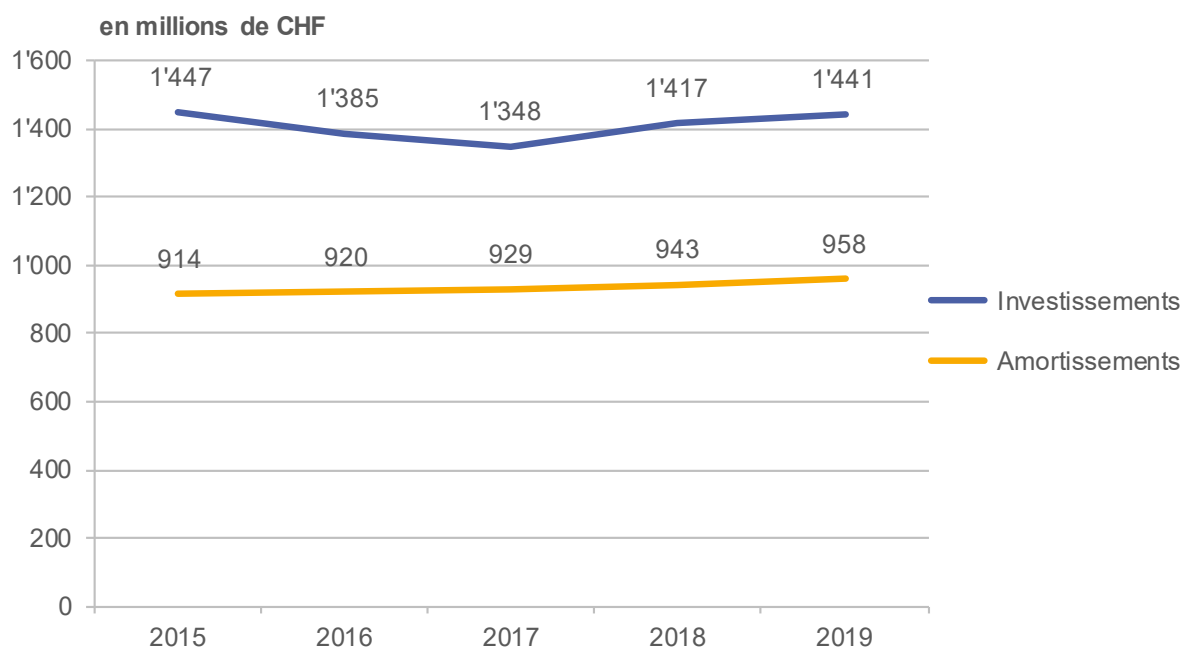


Figure 6: Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

4.4 Renforcements de réseau

Des renforcements de réseau peuvent s'avérer nécessaires notamment pour raccorder au réseau de distribution des producteurs d'électricité provenant des nouvelles énergies renouvelables. De tels coûts sont remboursés par Swissgrid, puisqu'ils sont intégrés dans le calcul du tarif des services-système (tarif SS ou tarif SDL pour « Systemdienstleistungen »). Cette indemnisation requiert donc l'autorisation de l'ElCom, qui se réfère à une directive décrivant les règles à observer par les gestionnaires de réseau requérants. Cette directive détermine également les principes

d'évaluation des requêtes. Durant l'année sous revue, l'ElCom a statué sur 39 requêtes d'indemnisation concernant des renforcements de réseau. Elle a rejeté deux requêtes parce que le droit au remboursement était prescrit. L'un des deux gestionnaires de réseau concernés a attaqué cette décision. La procédure est pendante devant le Tribunal administratif fédéral au moment où le présent rapport est établi. Au cours des onze dernières années, l'ElCom a édicté 971 décisions de ce type au total (cf. figure 7, Tableau 5).

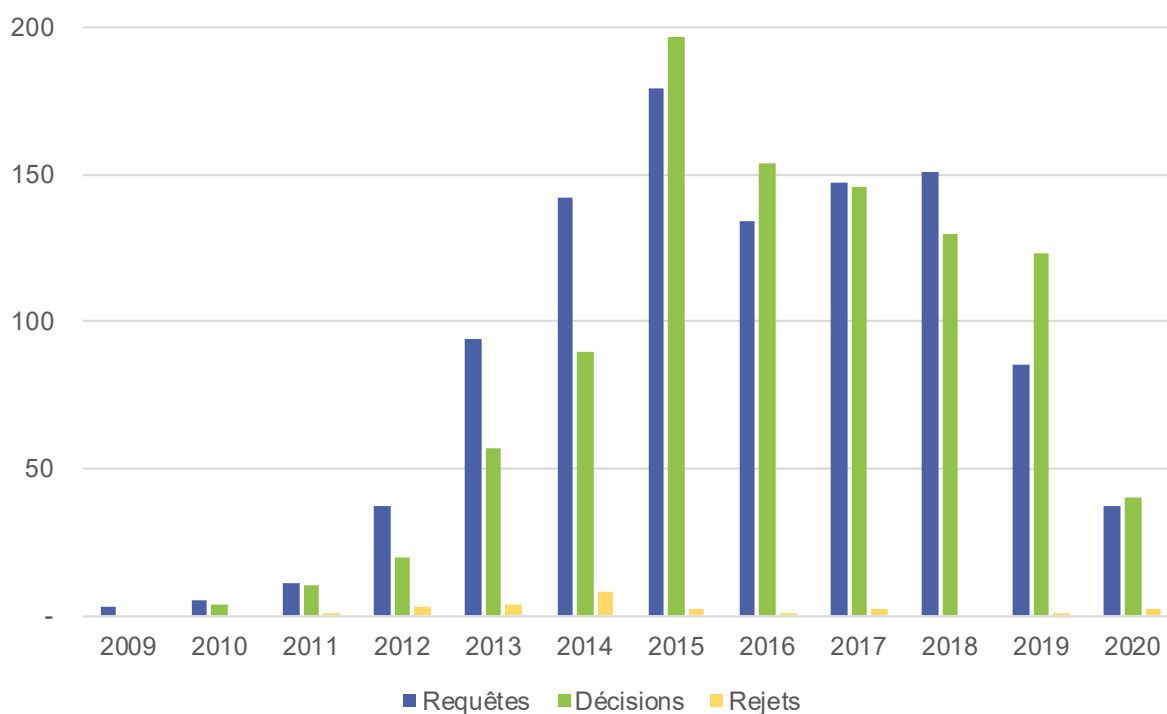


Figure 7: Évolution du nombre de décisions relatives à des renforcements de réseau

Fin 2020, la somme des coûts de renforcement du réseau s'élevait à quelque 113,1 millions de francs pour une puissance totale des centrales électriques de 358,6 MW. Le tab-

leau 5 fournit un aperçu des chiffres clés concernant les renforcements de réseau effectués entre 2009 et 2020.

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	971	918	4	49
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²	4	4	1'500	22
Puissance du générateur [kW], valeur maximale ²	74'000	8'303	16'000	74'000
Puissance du générateur [kW], somme des valeurs	358'630	155'397	30'000	173'233
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3'500	3'500	1'151'165	16'697
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9'262'389	746'912	9'262'389	2'990'952
Coûts, total [CHF]	113'120'049	69'822'326	19'853'343	23'444'380
Coûts moyens [CHF] ³	116'379	76'142	3'308'891	478'457

	Total	PV	Éolien	Autres ¹
Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	1'116	4'148
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁴	315	449	662	135

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 entre 2009 et 2020

4.5 Société nationale du réseau de transport

Les anciens propriétaires du réseau de transport ont dû transférer l'ensemble du réseau suisse à la société nationale Swissgrid. Durant l'année sous rapport, l'ElCom a fixé la valeur résiduelle

réglementaire au 31.12.2012 des installations appartenant au réseau de transport et elle a statué sur les coûts de réseau imputables.

4.6 Décisions concernant les réseaux

L'ElCom s'est prononcée dès 2018 sur l'obligation de verser une rémunération pour l'utilisation du réseau en lien avec des concessions. Dans ce cadre, elle a décidé que, dans le cas d'espèce, l'achat d'énergie n'était pas exonéré du paiement d'une rémunération de l'utilisation du réseau au sens de l'art. 14, al. 5, LApEl. Un recours a été formé contre cette décision. Le Tribunal administratif fédéral, par son arrêté A-5904/2018 du 4 décembre 2019, aussi bien que le Tribunal fédéral, par son arrêté 2C_81/2020 du 13 juillet 2020, ont rejeté le recours.

Par l'arrêté 2E_1/2019 du 30 avril 2020, le Tribunal fédéral a reçu l'action engagée par l'ElCom à l'encontre du canton de Lucerne en vertu de l'art. 120, al. 1, let. a, de la loi fédérale sur le Tribunal fédéral (LTF) et statué sur un conflit de compétences négatif entre l'ElCom et le canton de Lucerne. Il s'agissait

de déterminer si l'évaluation des contributions à la couverture des coûts du réseau relève de la compétence de l'ElCom ou du canton. Le Tribunal fédéral a jugé que, les coûts de raccordement au réseau faisant partie des coûts d'équipement traditionnellement réglementés par le droit cantonal, ils doivent justement pour cette raison demeurer dans la compétence cantonale et ne font donc pas partie des coûts d'utilisation du réseau visés aux art. 14 ss LApEl. La compétence de l'ElCom se limite donc à s'assurer que les coûts déjà facturés individuellement ne soient pas encore une fois pris en compte au titre de la rémunération de l'utilisation du réseau (art. 14, al. 3bis, LApEl). En revanche, l'ElCom n'a pas la compétence de fixer ou de vérifier les coûts de raccordement au réseau et les contributions à la couverture des coûts du réseau, car ces tâches ressortissent aux autorités cantonales.

5 Marché suisse de l'électricité



Le poste de couplage connu sous le nom d'« étoile de Laufenburg » et situé dans la vallée argovienne de Frick contribue à la stabilité du réseau et à la sécurité de l'approvisionnement pour la Suisse et toute l'Europe centrale.

5.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Le nombre de gestionnaires de réseau sur le territoire suisse a diminué d'environ 4 % depuis 2014 pour s'établir à 632 en 2019. Cette évolution à la baisse est observable depuis assez longtemps. Elle s'explique par les reprises de réseaux et les fusions de communes. Selon le répertoire officiel des communes de Suisse, le nombre de communes a baissé de 2352 à 2205, soit d'environ 6 % entre 2014 et 2019. Comme la Suisse a enregistré une croissance démographique légèrement supérieure à 4 % au cours de la même période, le nombre de

consommateurs finaux par gestionnaire de réseau a augmenté. Toutefois, comme le montre la figure 8, le gestionnaire de réseau de distribution typique demeure relativement petit : il approvisionne 1500 consommateurs finaux en moyenne (médiane). 82 gestionnaires de réseau seulement comptent plus de 10 000 consommateurs finaux, 12 en approvisionnent plus de 100 000. Au total, les gestionnaires de réseau suisses approvisionnent plus de 5,6 millions de clients en électricité.

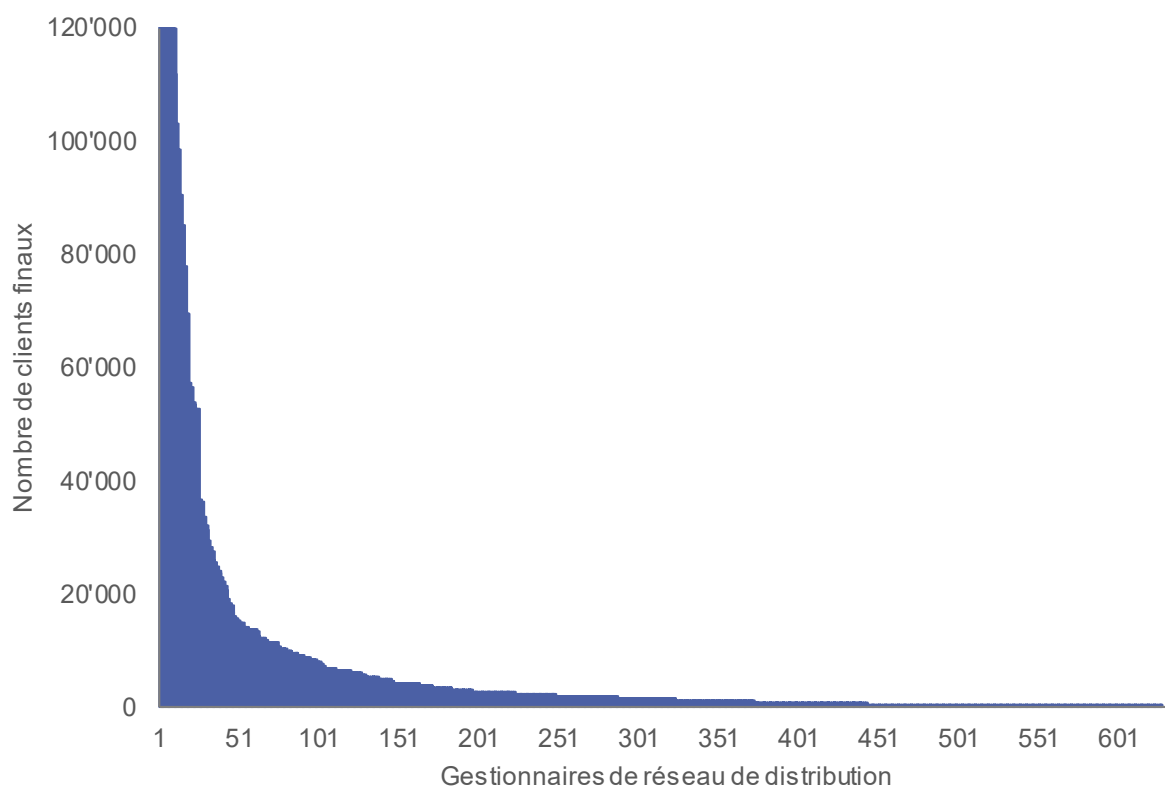


Figure 8: Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau de distribution. Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 consommateurs finaux (huit gestionnaires concernés).

5.2 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. Ils peuvent décider chaque année jusqu'à fin octobre s'ils veulent quitter l'approvisionnement de base l'année suivante. Une fois sur le marché libre, un grand consommateur ne peut plus revenir sous le régime de l'approvisionnement de base.

Afin de déterminer le nombre potentiel ou réel de consommateurs finaux compris dans le marché libre, l'ElCom organise régulièrement un sondage auprès des plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Les 81 ge-

stionnaires de réseau actuellement couverts par ce relevé approvisionnent au total 3,9 millions de consommateurs finaux, soit 75 % de l'ensemble des consommateurs finaux de la Suisse. Sur les 32 708 consommateurs finaux ayant droit à accéder au marché libre (0,6 % de tous les consommateurs finaux), 22 605, soit 69 %, en ont fait usage. Avec un total de 39,5 TWh, les consommateurs finaux dans les zones de desserte de ces gestionnaires de réseau représentent 75 % de la consommation finale en Suisse¹. Sur ces 39,5 TWh, un peu plus de la moitié de l'énergie (soit 21,8 TWh) va aux consommateurs finaux ayant le droit d'accéder au marché libre. Les consommateurs qui ont fait usage de ce droit consomment 17,6 TWh ou 81 % 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 en droit d'accéder au marché libre a plus fortement augmenté

que celui des consommateurs qui ont effectivement choisi de le faire. Selon les chiffres les plus récents, deux tiers de l'ensemble des clients ayant le droit d'accéder au marché en ont fait usage jusqu'à présent (courbe orange). Ces derniers soutirent 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.

¹ La consommation finale moyenne en Suisse entre 2009 et 2019, hors transports publics et éclairage, était de 53,7 TWH (source : Office fédéral de l'énergie).

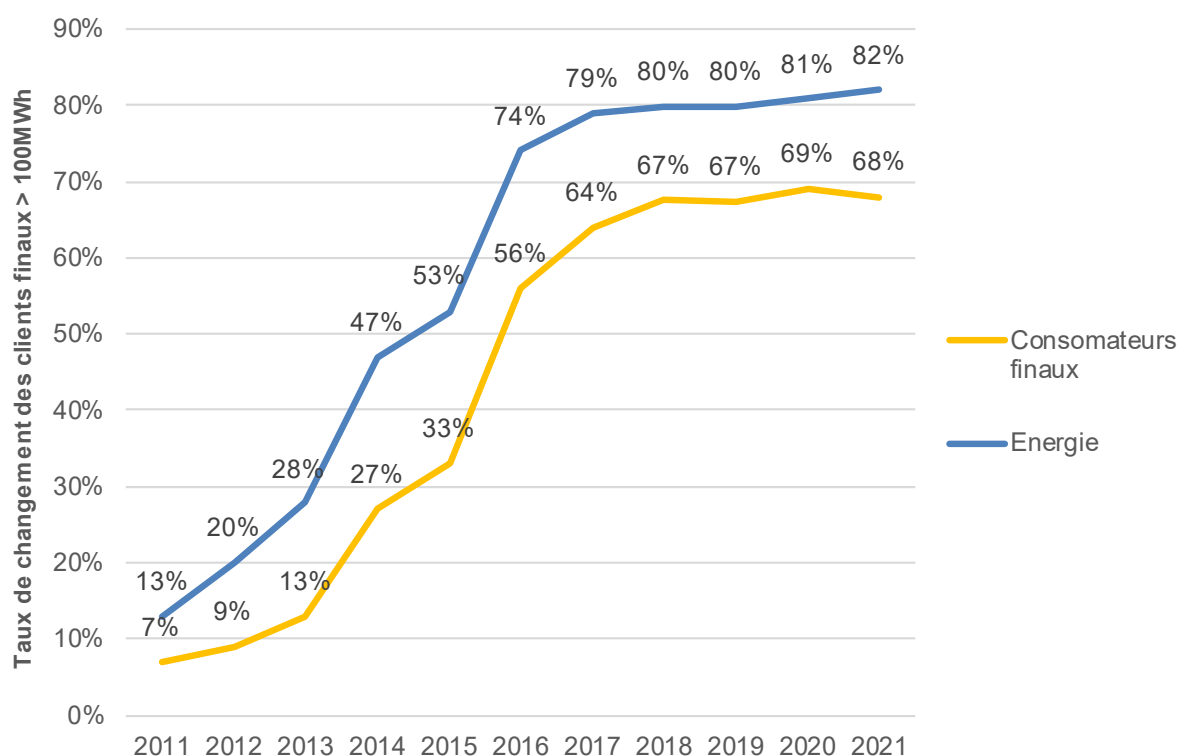


Figure 9: Passage au marché libre

La figure 10 suivante montre la répartition des quantités d'énergie fournies en fonction de la taille des gestionnaires de réseau. Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) fournissent près de 42 % de la quantité d'électricité totale livrée 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.

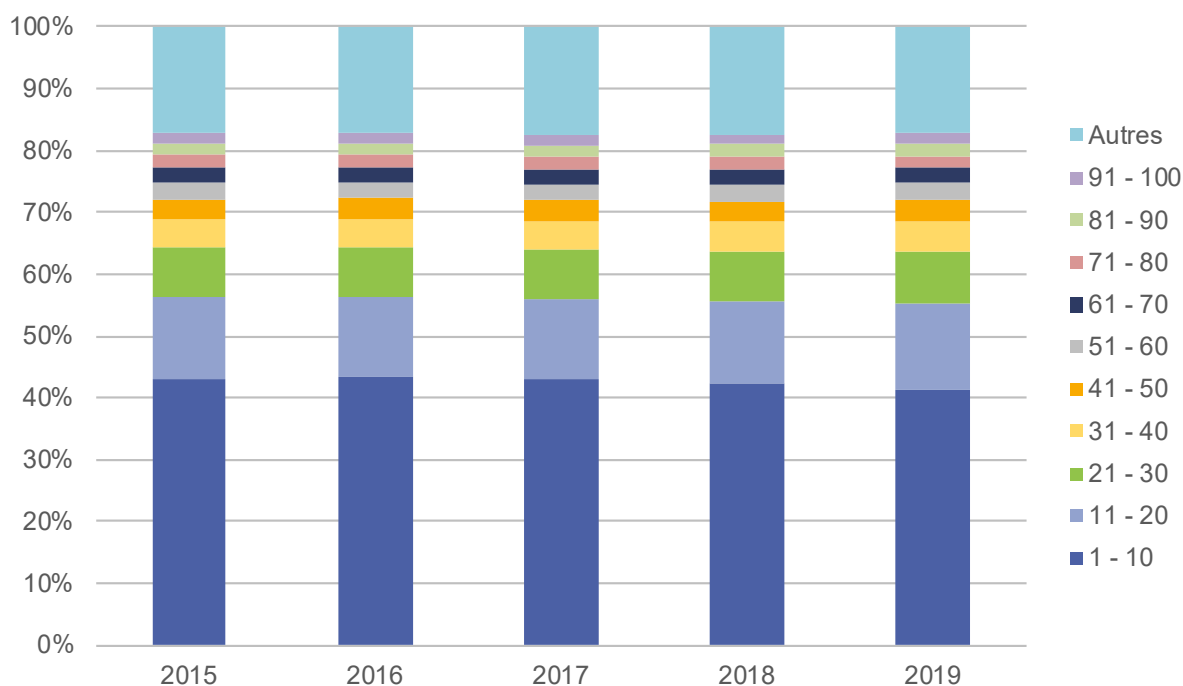


Figure 10: Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

5.3 Tarifs du réseau de transport

Comme le montre l'aperçu du tableau 6, les tarifs du réseau de transport restent soumis à des fluctuations considérables. Par rapport à 2020, le tarif 2021 pour les services-système (SS ou SDL) généraux reste identique à celui de 2020. Les tarifs d'utilisation du réseau visés à l'art. 15, al. 3, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl ; 30 % tarif selon l'énergie

soutirée, 60 % tarif selon la puissance demandée, 10 % tarif de base) ont augmenté par rapport à l'année précédente. Toutefois, cette augmentation a pu être atténuée grâce à l'utilisation intégrale du produit des enchères pour réduire les tarifs. En comparaison, le tarif pour les pertes actives a baissé de 0,25 à 0,15 ct./kWh (voir aussi le point 3.6 Services-système).

	2017	2018	2019	2020	2021
Utilisation du réseau					
Tarif d'utilisation [ct./kWh]	0.25	0.23	0.19	0.18	0.20
Tarif de puissance [CHF/MW]	41'000	38'200	31'100	28'800	33'600
Tarif de base fixe par point de prélèvement	387'700	365'300	288'000	269'400	319'800
Tarif général des services-système [ct./kWh]	0.40	0.32	0.24	0.16	0.16
Tarif individuel des PSS					
Pertes actives [ct./kWh]	0.08	0.08	0.14	0.25	0.15

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 (SS ou 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 composantes tarifaires (tarif selon l'énergie soutirée, tarif selon la puissance demandée et tarif de base), en ct./kWh. En combinant ces différentes composantes tarifaires du réseau de transport en centimes par kilowattheure (ct./kWh), la valeur de 2020 est de 0,91 ct./kWh et celle de 2021, de 0,92 ct./kWh. Au total, un ménage

type avec une consommation annuelle de 4500 kWh (catégorie H4 : appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique) paie 9,6 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 % en 2021.

5.4 Tarifs du réseau de distribution

Structure tarifaire en général

En 2020, comme l'année précédente, l'ElCom a répondu à de nombreuses questions concernant les modifications de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité et de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité, qui sont entrées en vigueur le 1er juin 2019. Certaines de ces questions et leurs réponses ont été publiées dans la communication complétée « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 ». Le nombre de systèmes de mesure intelligents allant croissant dans le réseau de distribution suisse, on trouve aussi toujours plus fréquemment des propositions de nouveaux modèles tarifaires dans les tarifs du réseau, par exemple sous forme de tarifs optionnels pour le tarif de base. Il devient possible de proposer des tarifs dynamiques tenant mieux compte du comportement des consommateurs finaux en termes de charge sur le réseau. Ces tarifs permettent par exemple de réduire les coûts en différenciant la gestion de la charge et la consommation. Les dispositions légales actuelles autorisent à certaines conditions l'offre de tels tarifs dynamiques. Dès 2019, l'ElCom a édité la communication « Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses »¹, dont le chapitre 3.3 mentionne les conditions-cadres légales.

En 2021, un ménage répondant au profil de consommation H4 paie en moyenne (médiane) 21,2 ct/kWh (Figure 11). Sur une année, ce tarif corre-

spond à une facture d'électricité de 954 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 l'encouragement des énergies renouvelables indigènes. Les trois premiers éléments doivent être publiés par les gestionnaires de réseau au plus tard à la fin du mois d'août précédant l'année tarifaire correspondante. Le prix médian de l'électricité en 2021 a donc légèrement augmenté par rapport à l'année précédente. Mais les différences sont variables selon les composantes tarifaires : tandis que les tarifs du réseau ont augmenté de 0,1 ct/kWh, les tarifs de l'énergie sont restés constants. Les redevances destinées à l'encouragement des énergies renouvelables n'ont pas subi de changement et les redevances dues aux collectivités publiques ont été relevées en moyenne de 0,1 ct/kWh. Depuis l'année tarifaire 2018, les gestionnaires de réseau déclarent aussi bien le produit le moins cher que 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, à partir de 2018, les tarifs du réseau de distribution ne sont comparables avec ceux des années précédentes que dans une mesure limitée.

¹ Disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications.

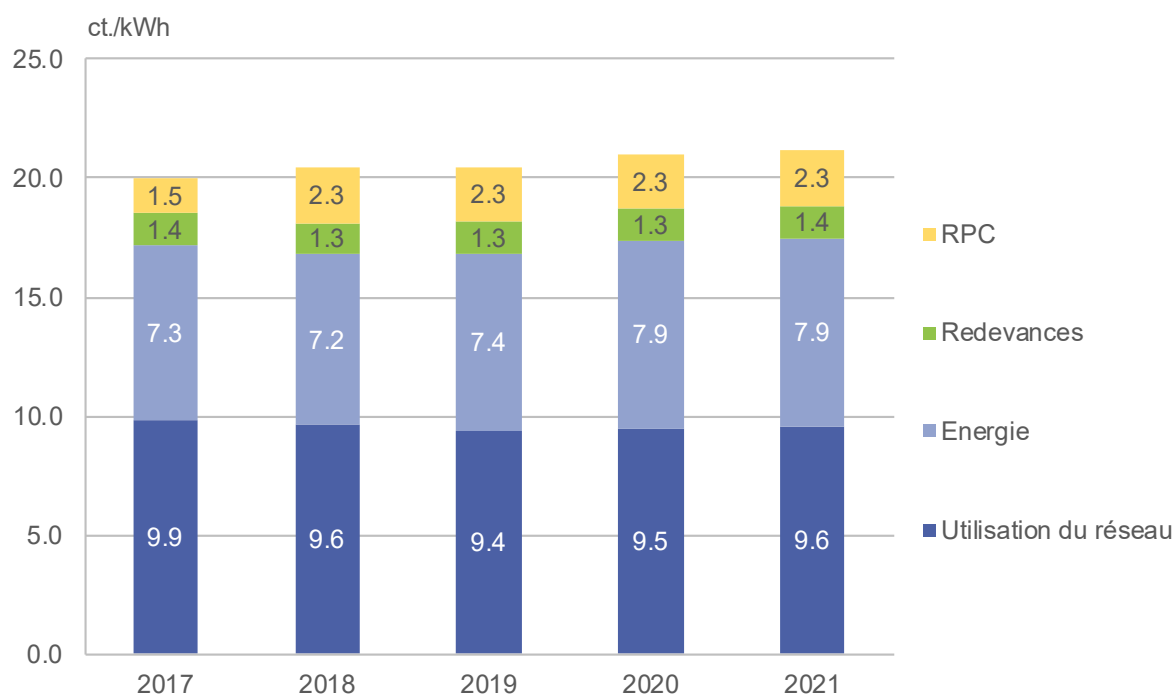


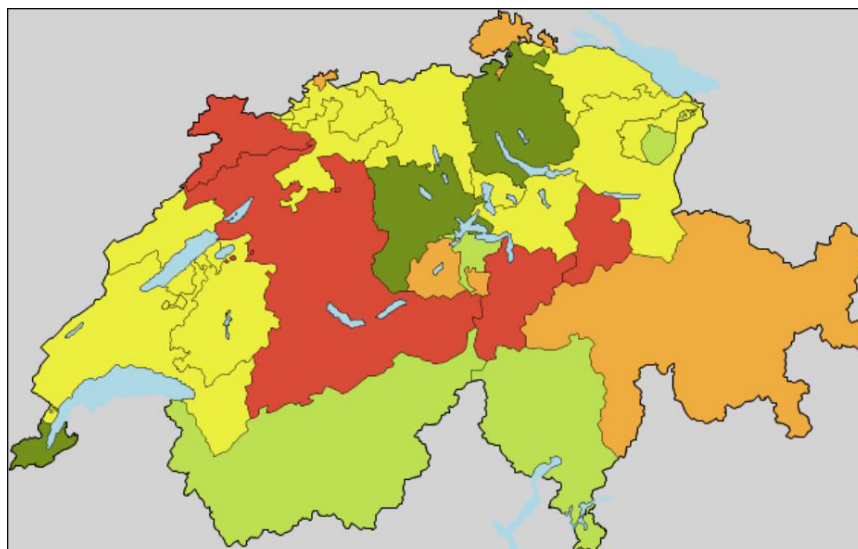
Figure 11: Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Les chiffres tarifaires de la figure 1 se réfèrent à des moyennes (médianes) nationales. Toutefois, il existe des disparités tarifaires, importantes pour certaines, 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 présentent les tarifs cantonaux médians pour 2021. Depuis le rapport d'activité 2018, la systématique de cette présentation a subi des modifications. Une comparaison entre les années n'est désormais plus effectuée. 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 différences de couleur montrent donc où se situent les tarifs cantonaux par rapport à la valeur de référence nationale. Par exemple, les tarifs de réseau du canton de Bâle-Ville sont relativement élevés (orange) en 2021, alors que ceux du canton de Genève sont relativement bas (vert clair).

Les cartes suivantes montrent la situation en 2021. Seules les composantes tarifaires réseau et énergie peuvent être directement influencées par les gestionnaires de réseau et sont contrôlées par l'ElCom. En 2021, la valeur médiane des rémunérations pour l'utilisation du réseau est de 9,6 ct/kWh, la valeur médiane des tarifs de l'énergie étant de 7,9 ct/kWh.

Utilisation du réseau

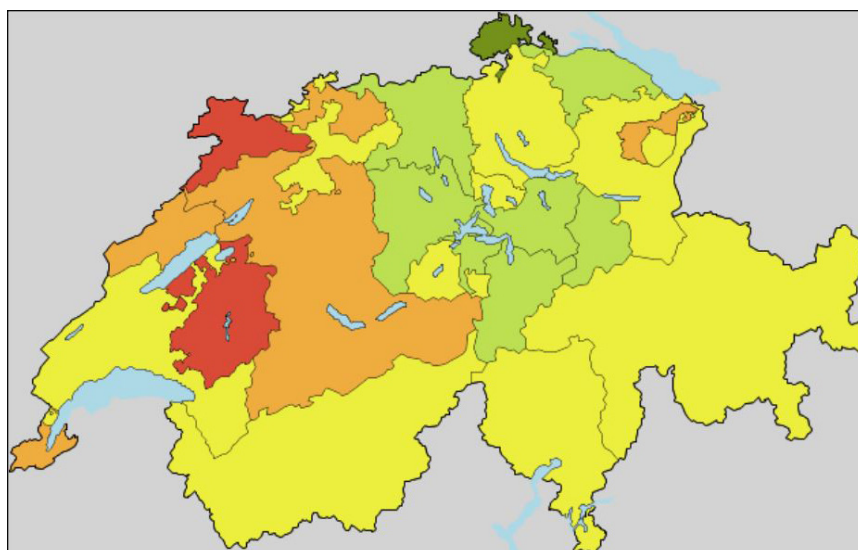


Comparaison tarifaire en ct./kWh: catégorie H4, utilisation du réseau, pour 2021

■ < 8,05 ■ 8,05 - 9,00 ■ 9,00 - 9,94 ■ 9,94 - 10,89 ■ > 10,89

Figure 12: Tarifs cantonaux moyens (médianes) pour l'utilisation du réseau, profil de consommation H4, en 2021

Energie



Comparaison tarifaire en ct./kWh: catégorie H4, énergie, pour 2021

■ < 6,57 ■ 6,57 - 7,35 ■ 7,35 - 8,12 ■ 8,12 - 8,89 ■ > 8,89

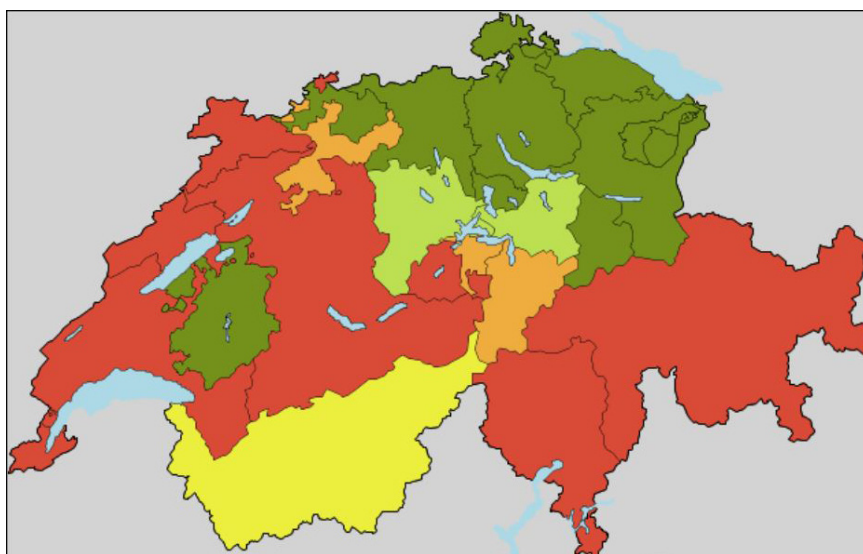
Figure 13: Tarifs cantonaux moyens (médianes) pour l'énergie, profil de consommation H4, en 2021

Redevances et prestations aux collectivités publiques

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 perçues à l'échelle nationale pour encourager les énergies renouvelables¹. Les redevances et les prestations aux collectivités publiques ne sont pas contrôlées par l'ECom, mais déter-

minées dans le cadre de processus de décisions politiques locaux. La valeur médiane des redevances et prestations est de 1,4 ct./kWh en 2021. On constate que les montants sont souvent soit élevés, soit faibles, mais rarement dans la moyenne (en jaune).

¹ 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.

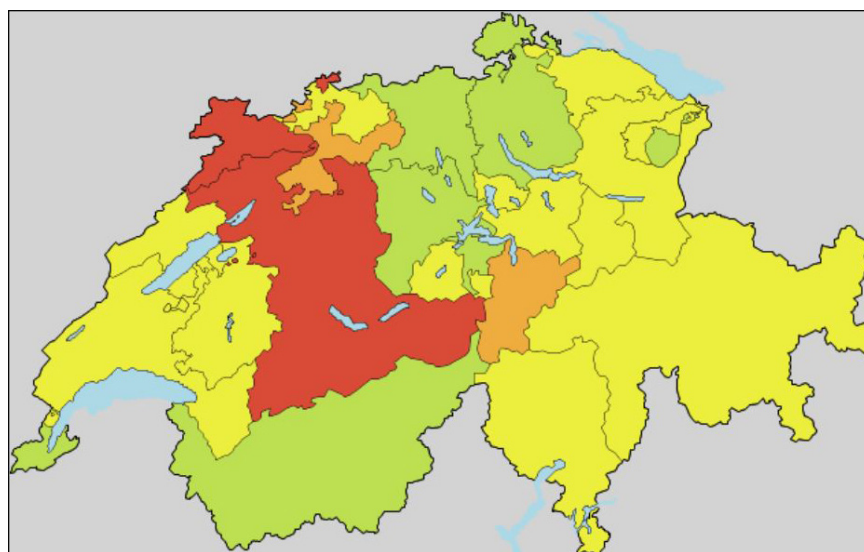


Comparaison tarifaire en ct./kWh: catégorie H4, redevances, pour 2021

■ < 0,75 ■ 0,75 - 0,84 ■ 0,84 - 0,92 ■ 0,92 - 1,01 ■ > 1,01

Figure 14: Tarifs cantonaux moyens (médianes) pour les redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques, profil de consommation H4, en 2021

Prix total de l'électricité



Comparaison tarifaire en ct./kWh: catégorie H4, prix total, pour 2021

■ < 17,41 ■ 17,41 - 19,46 ■ 19,46 - 21,50 ■ 21,50 - 23,55 ■ > 23,55

Figure 15: Tarifs cantonaux moyens (médianes), prix total de l'électricité, profil de consommation H4, en 2021

Le tarif global comprend également le supplément perçu sur le réseau pour l'encouragement des énergies renouvelables, qui a été progressivement relevé de 1,5 ct./kWh en

2017 à 2,3 ct./kWh en 2021. En 2021, la part du supplément réseau et des redevances fournies aux collectivités publiques est de 17,5 % du prix de l'électricité.

5.5 Examens des tarifs

Les gestionnaires de réseau remettent la comptabilité analytique de leurs tarifs, avec d'autres documents, jusqu'au 31 août sous forme électronique à l'EiCom. Durant l'année sous rapport, celle-ci a précisé la valeur de la comptabilité analytique dans sa nouvelle directive 1/2020 « Comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive ». Selon ces nouvelles dispositions, les documents de comptabilité analytique transmis ne peuvent plus être adaptés que sur la base d'une demande écrite et avec l'approbation ou à la demande de l'EiCom.

Par leur signature juridiquement valable, les gestionnaires de réseau confirment en outre l'exactitude et l'exhaustivité de la comptabilité analytique remise au 31 août. Par la suite, seules sont encore admissibles des adaptations basées sur les observations résultant du processus régulier de la comptabilité analytique. Si le gestionnaire de réseau souhaite modifier d'autres données, il doit soumettre une demande motivée à l'EiCom. Sous réserve de l'approbation de l'EiCom, des corrections ne pourront être apportées qu'aux données des cinq derniers exercices au plus.

Compte tenu de diverses questions soumises par les gestionnaires de réseau en lien avec le coronavirus (COVID-19), l'ElCom a publié les questions et réponses les plus fréquentes dans une communication (« FAQ relatives au coronavirus », 9 avril 2020).

En 2019, le Contrôle fédéral des finances (CDF) a contrôlé les activités de l'ElCom dans le domaine des prix et des tarifs. Le CDF a conclu que la surveillance exercée par l'ElCom sur les tarifs des entreprises électriques est correcte et conforme au droit. Le CDF a publié son rapport sur son site web en mai 2020 (www.efk.admin.ch/publikationen).

Fidèle à sa longue pratique, l'ElCom a examiné de diverses manières la conformité des tarifs pour l'exercice sous revue :

- Chaque gestionnaire de réseau doit remettre sa comptabilité analytique, qui sert de base aux tarifs du réseau et de l'énergie de l'année suivante, au plus tard à la fin août. 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 elle envoie cette évaluation au gestionnaire de réseau pour correction ou justification. Au total, près de 4000 remarques ont été envoyées en 2020 aux gestionnaires de réseau. Les 629 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 de vérifier les données potentiellement anormales et de les corriger ou de les justifier au besoin.
- L'ElCom examine de manière ciblée les gestionnaires de réseau qui, même après la révision, présentent dans leur comptabilité analytique des valeurs contraires à la loi ou non plausibles. Au cours de l'année sous revue tout comme l'année précédente, l'El-

Com a notamment critiqué 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 ou 75 francs.

Il s'agit de déterminer les différences de couverture pour une année, d'une part, et de les reporter sur l'année suivante, d'autre part. En outre, l'ElCom considère problématique que de nombreux gestionnaires de réseau aient accumulé des sous-couvertures considérables au cours des années passées. Au total (domaines du réseau et de l'énergie), des sous-couvertures (coûts non encore couverts par les tarifs à ce stade) ont été déclarées à l'ElCom à concurrence de quelque 1,5 milliard de francs pour l'année sous revue. Cette accumulation de coûts importante recèle un certain risque dans la perspective d'une évolution stable des tarifs.

En revanche, la règle des 95 ou des 75 francs concerne les coûts et les bénéfices des ventes d'énergie aux consommateurs finaux dans le cadre de l'approvisionnement de base. Le 1er janvier 2020, suite à l'amélioration de la structure des coûts, l'ElCom a abaissé la valeur seuil de 20 francs pour la fixer à 75 francs par destinataire de factures. Les gestionnaires de réseau conservent ainsi la possibilité de réaliser un bénéfice adéquat.

Après une dizaine d'années d'activité de régulation, l'ElCom a décidé de s'atteler à une réorganisation du concept de régulation. Ce projet comprend la réorganisation de la gestion des tests et d'autres examens préalables ou analyses sur la base des données transmises par les gestionnaires de réseau. Les travaux ont progressé durant l'année sous revue. Ainsi, dès 2021, grâce à une nouvelle solution basée sur une banque de données, il sera possible de mener une stratégie de contrôle encore plus axée sur les données.

Évaluation du réseau

S'agissant de l'évaluation des réseaux, 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, qui étaient insuffisamment documentées ou déterminées sur la base d'un très petit nombre d'installations évaluées selon la méthode dite historique. Dans le réseau de distribution, les valeurs synthétiques doivent être déterminées de manière transparente et vérifiable sur la base des coûts d'acquisition et de construction (CAC) d'un nombre suffisant d'installations comparables. Autrement, elles risquent de dépasser la valeur d'une installation comparable, ce qui contreviendrait à l'art. 13, al. 4, OApEl. Cette méthode ne s'applique pas aux coûts des biens-fonds, qui doivent être prouvés historiquement. Les pièces justificatives au registre foncier peuvent être obtenues auprès du registre foncier en raison de l'obligation de conservation illimitée. Depuis 1999, les entrées d'immobilisation ne peuvent plus être évaluées de manière synthétique, mais elles doivent être historiquement prouvées sur la base des comptes annuels et de justificatifs des investissements. Pour les évaluations historiques également, l'ElCom a trouvé des coûts qui n'ont pas pu être justifiés. En outre, depuis l'entrée en vigueur de la loi sur l'approvisionnement en électricité le 1er avril 2008, les entrées d'immobilisation ne peuvent plus être facturées comme coûts d'exploitation et intégrées en plus dans les actifs immobilisés (cf. courrier IWB du 9 septembre 2013, disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Décisions > Tarifs).

Certaines entreprises n'amortissent pas leurs installations pour la première fois dès la mise en exploitation mais seulement à partir de l'année suivante ou une fois qu'elles sont définitivement comptabilisées dans le système. Cette pratique contrevient à la disposition de l'art. 13, al. 2, OApEl, selon laquelle les installations sont soumises à un amortissement linéaire sur une péri-

ode d'utilisation donnée, jusqu'à la valeur zéro. L'ajournement de l'amortissement augmente de manière illicite les valeurs résiduelles des installations, ce qui accroît le montant des intérêts théoriques revendiqués.

Les questions relatives à l'évaluation correcte de l'infrastructure de réseau ont encore constitué un aspect essentiel des contrôles auxquels l'ElCom a procédé en 2020. Un cas d'évaluation s'est de nouveau présenté suite à une fusion de communes : l'examen de l'ElCom a induit un ajustement des valeurs réglementaires des actifs immobilisés fusionnés, ce qui a entraîné un réexamen complet de la comptabilité des immobilisations. Dans ce contexte, en visant spécifiquement les projets de construction et le type de construction de la période à couvrir, l'ElCom a provoqué des adaptations des valeurs unitaires massives pour certaines.

En outre, il a fallu réduire la valeur des prestations propres imputables conformément au calcul prévu par la loi (art. 15, al. 1, LApEl). Les contrôles ont conduit à des réductions allant jusqu'à la moitié des taux horaires initialement appliqués, parce que les facturations internes doivent être exemptes de marge bénéficiaire et qu'elles ne sauraient correspondre aux tarifs de l'Union suisse des installateurs-électriciens (USIE) ou de la Conférence de coordination des services de la construction et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics (KBOB) ni à d'autres taux de régie.

Par ailleurs, l'ElCom a également pointé du doigt une rémunération trop élevée du fonds de roulement net (FRN). Outre les coûts d'acquisition et de construction (CAC), le FRN nécessaire à l'exploitation peut aussi être pris en compte dans le calcul des intérêts théoriques. Mais comme la facturation survient plusieurs fois par an, le capital lié dans le FRN ne doit pas être à disposition toute l'année. Le calcul des intérêts du FRN doit en tenir compte en fonction de la périodicité de la facturation.

Coûts d'exploitation

Comme les années précédentes, s'agissant des coûts d'exploitation, la plupart des corrections demandées par l'ElCom ont porté sur l'imputation des coûts et sur la clé de répartition des coûts par secteurs d'activité.

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 donc 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 secteurs d'activité.

Concernant la clé de répartition des coûts par secteurs, il est apparu plusieurs fois que la rémunération pour l'utilisation du réseau était grevée de frais généraux trop élevés, alors que les coûts n'étaient pas imputés correctement aux secteurs d'activité hors du domaine monopolistique. En outre, certains gestionnaires de réseau persistent à choisir des clés de répartition qui, contrairement aux dispositions de l'art. 7, al. 5, OApEl, ne respectent pas le principe de causalité ou ne sont ni pertinentes ni vérifiables.

Autres thèmes relatifs au réseau

Dans le secteur du réseau, l'ElCom a dû évaluer une situation dite de « superposition » (« pancaking situation ») : lorsque des réseaux de même niveau de tension et gérés par des gestionnaires de réseau différents sont directement liés l'un à l'autre, les consommateurs finaux encourent le risque de facturations multiples ou d'imputations inadéquates des coûts. Globalement toutefois, dans le cas examiné, l'ElCom n'a pas constaté d'indices selon lesquels l'imputation et le transfert des coûts ne correspondraient pas aux dispositions de la législation sur l'approvisionnement en électricité et aux consignes de la branche.

S'agissant des différences de couverture, il est apparu que la pratique d'un gestionnaire de réseau dans sa gestion des excédents de couverture et des sous-couvertures ne satisfaisait pas aux consignes de la Directive 2/2019 de l'ElCom. Les sous-couvertures doivent être déterminées chaque année. En principe, elles doivent être prises en compte dès le calcul tarifaire suivant. Dans ce contexte, les montants à solder doivent être répartis adéquatement entre les différents niveaux de réseau, ce qui suppose que les différences de couverture soient prises en compte au niveau de réseau où elles se sont formées.

Coûts de l'énergie

S'agissant des fournitures d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les thèmes prioritaires de l'année sous revue ont une nouvelle fois été ceux de la méthode du prix moyen et la règle des 95 ou des 75 francs. En outre, les coûts d'achat revendus dans un cas pour les pertes de transport ont été abaissés. Dans un autre cas, les coûts de gestion de l'énergie et d'optimi-

sation avancés par un gestionnaire de réseau pour l'acquisition d'énergie ont dû être réduits. Il est certes adéquat qu'un gestionnaire de réseau sans contrat d'approvisionnement complet présente de tels coûts. Mais dans l'approvisionnement de base, seuls sont imputables les coûts effectifs au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité.

Méthode du prix moyen

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

L'ElCom a identifié certains gestionnaires de réseau qui avaient facturé les années précédentes à leurs consommateurs finaux captifs des coûts de l'énergie disproportionnés et qui n'avaient donc vraisemblablement pas utilisé la méthode du prix moyen conformément à la pratique de l'ElCom et à la jurisprudence.

Un cas de plus a été clôturé durant l'année sous revue. S'agissant de définir le portefeuille d'acquisition pertinent, il fallait en particulier prendre en compte adéquatement les activités commerciales en Suisse et à l'étranger. Ces dernières s'intègrent dans le portefeuille d'acquisition à concurrence des capacités

d'importation physiques vers la Suisse à partir du pays de provenance concerné. Les coûts pertinents pour le calcul tarifaire se calculent ensuite sur la base du prix d'achat moyen dans la zone de prix visée, des quantités physiques importées et du coût des droits de transport transfrontaliers requis à cet effet. Dans une autre décision, l'ElCom a statué que les contrats d'achat à long terme prévoyant la Suisse comme lieu de livraison doivent être pris en compte dans la méthode du prix moyen. Cette décision a été attaquée.

En ce qui concerne les procédures restantes encore pendantes, tous les points ou une partie des points suivants sont controversés sur le plan matériel : la définition des quantités et des coûts de l'énergie à prendre en compte pour le calcul faisant appel à la méthode du prix moyen, la mise en œuvre de la directive 2/2020 de l'ElCom « WACC de la production », la rémunération des différences de couverture en énergie et la dissociation des gestionnaires de réseau au sein d'un groupe d'entreprises.

Règle des 95 ou des 75 francs

L'ElCom a de nouveau mis l'accent sur la règle dite des 95 ou des 75 francs et elle a exigé un ajustement de la part de plusieurs gestionnaires de réseau. Cette règle a été élaborée par l'ElCom afin de pouvoir évaluer simplement les coûts de gestion et de commercialisation appropriés ainsi que les bénéfices des gestionnaires de réseau dans la fourniture d'énergie relevant de l'approvisionnement de base.

En 2018, l'ElCom avait analysé en détail la situation des coûts et des bénéfices dans la

fourniture d'énergie. Sur la base de cette analyse, l'ElCom a fixé de nouvelles valeurs seuils de 75 et de 120 francs à partir du 1er janvier 2020 pour la vérification des tarifs de l'énergie appliqués aux clients finaux dans l'approvisionnement de base. Ces valeurs seuils inférieures ont été prises en compte lors de la fixation des tarifs pour l'année 2020. L'ElCom a précisé les modalités d'application de la règle dite des 75 francs dans sa directive 5/2018.

5.6 Jurisprudence

Par son arrêt 2C_297/2019 du 28 mai 2020, le Tribunal fédéral a rejeté le recours des services de l'électricité d'une ville sur tous les points principaux et il a renvoyé l'affaire concernant deux points secondaires à l'ElCom pour une nouvelle évaluation. Auparavant, le Tribunal administratif fédéral avait complètement confirmé la décision de l'ElCom. La procédure reprise par l'ElCom a pour objet la répartition des frais généraux dans les coûts d'exploitation du réseau, le calcul des coûts de l'énergie de pompage en ce qui concerne l'énergie ainsi que les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques. Cette procédure était encore pendante durant l'année sous rapport. L'arrêt du Tribunal fédéral confirme définitivement plusieurs compétences de l'ElCom, à savoir la compétence de vérifier les redevances et prestations fournies aux collectivités publiques et celle de vérifier les produits énergétiques comportant une plus-value écologique dans l'approvisionne-

ment de base. Le Tribunal fédéral a également reconnu la méthode du prix moyen, appliquée constamment par l'ElCom, s'agissant des coûts de l'énergie.

Le jugement 2C_828/2019 rendu par le Tribunal fédéral en date du 16 juillet 2020 concernait les coûts de l'énergie des services municipaux d'une autre ville. Le Tribunal fédéral a en particulier confirmé définitivement l'applicabilité de la méthode du prix moyen, de la règle des 95 francs et du mécanisme des différences de couverture. Enfin, dans un autre jugement rendu le 7 octobre 2020 (2C_109/2C_115), le Tribunal fédéral a approuvé que l'ElCom poursuive une procédure de contrôle tarifaire en cours, confirmant ainsi que les réponses de l'ElCom concernant la comptabilité analytique ne constituent ni une approbation des tarifs ni une renonciation à une future procédure de contrôle des tarifs.

5.7 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. Les écarts apparaissent mieux ainsi. Cette forme de régulation est appliquée en complément des procédures actuelles de vérification des tarifs qui requièrent en partie beaucoup de ressources. 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 des prestations de chaque fournisseur. Les indicateurs de conformité montrent également le respect des délais prescrits par la loi et des prescriptions réglementaires. 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 que lui fournissent chaque année les gestionnaires de réseau dans le cadre de la comptabilité analytique, des tarifs et des enquêtes sur la qualité de l'approvisionnement. Elle fait également appel à des données de l'Office fédéral de la statistique (OFS) 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 les années précédentes, un sujet important a été la création d'une base juridique dans le

cadre de la révision de la LApEI, l'objectif étant de permettre la publication des résultats individuels de chaque gestionnaire de réseau. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) est responsable de la préparation de la législation dans le secteur de l'énergie. L'ElCom participe à la procédure législative dans le cadre des consultations des offices et des procédures de consultation.

Le second semestre de l'année sous revue a été surtout consacré à la constitution des groupes de comparaison et au calcul des indicateurs. L'ElCom a ainsi réparti les quelque 630 gestionnaires de réseau en huit groupes, en fonction de données topographiques, de la 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 sixième phase de tests. Les résultats individuels ont été envoyés aux gestionnaires en décembre 2020. Comme les années précédentes, tous les résultats comparatifs n'ont été envoyés qu'aux gestionnaires de réseau concernés. Au cours de l'année sous revue, les indicateurs calculés sont restés inchangés. Il s'agira d'examiner au cours de la nouvelle année si de nouveaux indicateurs doivent être éventuellement pris en compte dans les calculs ou si certains indicateurs existants doivent être adaptés.

Comme les années précédentes, de nombreux documents explicatifs sur la régulation Sunshine ainsi que des résultats 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.

5.8 Systèmes de mesure

Durant l'année sous rapport, l'ElCom a répondu à diverses questions émanant de la pratique. Elle a notamment précisé que la législation sur l'approvisionnement en électricité n'oblige pas les gestionnaires de réseau à adresser un avis d'exécution à l'ElCom si 80 % de toutes les installations de mesure correspondent aux dispositions des art. 8a et 8b OApEI, conformément à l'art. 31e, al. 1, OApEI. Le nombre de points de mesure correspondants doit être porté dans le formulaire 2.1 de la comptabilité analytique. Cependant, la déclaration dans la comptabilité analytique ne constitue pas une confirmation de l'ElCom selon laquelle les systèmes de mesure installés correspondraient aux exigences légales. Les données de mesure et les valeurs de la courbe de charge du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage doivent être présentées de manière compréhensible pour ceux-ci (art. 8a, al. 2, let. c, OApEI). À partir du 1er janvier 2021, les valeurs de courbe de charge de 15 minutes enregistrées sur une période remontant à cinq

ans doivent être consultables et téléchargeables dans un format de données international courant. En ce qui concerne la qualité des données de mesure mises à disposition sur un portail client, l'ElCom a stipulé qu'elles doivent être complètes. Les documents de la branche ne prévoient pas que les données soient soumises à un contrôle de plausibilité journalier. Une fois le test de plausibilité réalisé, les données à disposition sur le portail client devraient être complètes. Les questions se sont multipliées concernant l'imputabilité des coûts des réseaux à fibre optique utilisés pour transmettre les données de mesure provenant des systèmes de mesure intelligents. Si le gestionnaire de réseau exploite un réseau à fibre optique qui intègre les systèmes de mesure intelligents, seuls sont imputables aux coûts de réseau la part des coûts correspondant à un système efficace. Des clés de répartition des coûts appropriées doivent être utilisées pour déterminer cette part (cf. Communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 »).

5.9 Séparation des activités

Les dispositions légales portant sur la séparation de l'exploitation du réseau des autres secteurs (séparation des activités) gagnent en importance en raison de la multiplication des activités des gestionnaires de réseau dans des secteurs soumis à concurrence. L'ElCom a donc accordé au cours de l'exercice sous revue une attention particulière à la séparation comptable de l'exploitation du réseau, à l'interdiction des subventions croisées et à la prévention de l'utilisation des avantages tirés d'informations concernant le secteur des réseaux (les infractions pénales aux dispositions relatives à la séparation des activités étant quant à elles poursuivies par l'OFEN). Elle a répondu à de nombreuses demandes de renseignements et a informé et

sensibilisé les gestionnaires de réseau lors de manifestations.¹ Dans un cas de subventionnement croisé éventuel, où l'on suspectait que des prestations eussent été fournies sur le marché à des tiers à des prix inférieurs en étant imputées aux coûts du réseau, l'ElCom a vérifié, sur la base d'échantillons, les pièces justificatives de la comptabilité, les attributions des coûts effectuées, les facturations et les réductions des coûts du réseau. Aucun indice de subventionnement croisé illicite grevant l'exploitation du réseau n'a été constaté, raison pour laquelle aucune procédure n'a été engagée.

¹ Cf. par exemple la séance d'information de l'ElCom (partie 3, diapositives 20 ss) sous www.elcom.admin.ch > Manifestations > Séances d'information pour gestionnaires de réseau

5.10 RCP, modèle pratique, RPC, rétribution unique, décompte de la TVA sur le supplément réseau

L'ElCom a répondu à diverses questions liées à la constitution d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). Dans ce cadre, la possibilité pour le RCP d'utiliser le réseau de distribution a été plusieurs fois thématisée. L'ElCom a arrêté que l'utilisation du réseau de distribution existant n'est pas admissible. Même si le RCP assume une part du coût des lignes (achat ou location), cette constatation conserve sa validité tant que le point de fourniture n'a pas été déplacé. En outre, la constitution du point de mesure du RCP au point de fourniture a soulevé des questions. Comme le RCP est traité de la même manière qu'un client final (art. 18, al. 1, LEn), il est considéré comme licite, pour autant que les participants au RCP y consentent, que des systèmes de mesure intelligents au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité soit utilisés chez eux.

À certaines conditions, les exploitants d'installation peuvent vendre l'énergie qu'ils ont

produite eux-mêmes à plusieurs consommateurs finaux sur le lieu de la production sans que les consommateurs finaux ne se constituent en RCP au sens de l'art. 17 LEn. Afin que le « modèle de pratique » soit mis en œuvre conformément aux dispositions légales, l'ElCom a complété, dans sa communication « Modèle de pratique concernant la consommation propre » du 4 septembre 2020¹, les explications fournies dans sa Newsletter 1/2019 et elle a publié les principes correspondants relatifs à l'accord nécessaire des consommateurs finaux, aux mesures et au décompte par le gestionnaire de réseau. Ces directives doivent être appliquées d'emblée lors de nouveaux projets de modèles de pratique. Pour les projets existants, l'accord des consommateurs finaux doit être obtenu jusqu'à la fin de juillet 2021. Si les mesures effectuées chez les participants ne sont pas encore réalisées au moyen de systèmes intelligents, les gestionnaires de réseau doivent mettre en œuvre une mesure correspondante dans le délai d'un an à comp-

ter du début du déploiement. Si le déploiement a commencé avant l'édiction de la communication, les gestionnaires de réseau doivent rééquiper les participants d'un modèle de pratique jusqu'à la fin de juillet 2021. Si le déploiement des systèmes de mesure ne doit survenir que plus tard et si la mesure n'est pas adaptée jusqu'à la fin de juillet 2021, il faut informer les consommateurs finaux avant de solliciter leur accord sur le type de décompte qui s'appliquera jusqu'à l'adaptation de la mesure/du décompte et sur la part approximative de la consommation propre.

Durant l'année sous revue, l'ElCom a rendu au total cinq décisions concernant la rétribution unique (RU) et la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Dans l'une des procédures, le Tribunal fédéral avait estimé que l'installation photovoltaïque en question n'était intégrée que visuellement mais non pas structurellement. Dans l'esprit de protéger la confiance légitime, l'ElCom a accordé une indemnisation unique couvrant les coûts effectifs de l'intégration visuelle causés par l'adaptation de l'installation aux exigences d'une directive antérieure de l'OFEN qui était incompatible avec l'ordonnance sur l'énergie.

L'ElCom a prononcé deux décisions de non-approbation d'une prolongation de délai pour des avis d'avancement de projet. Dans les deux cas, la recourante n'a pas pu fournir de raisons qu'elle n'ait elle-même causées ou qu'une planification professionnelle n'eût permis de prévoir, dans l'un des cas au moins, au plus tard à partir du moment où la première demande de prolongation de délai a été déposée. Il y avait plutôt lieu de penser que les recourantes avaient sous-estimé le temps considérable nécessaire à la planificati-

on et à la réalisation des installations et qu'elles avaient annoncé les projets trop tôt. L'une de ces décisions a été attaquée devant le Tribunal administratif fédéral.

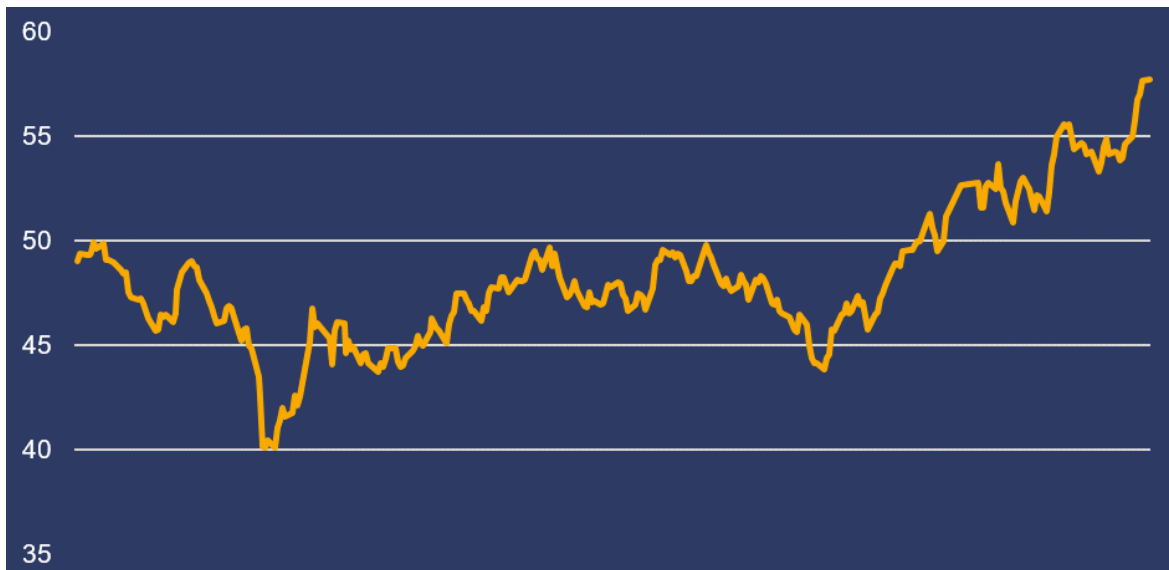
Dans le cadre d'une autre procédure, l'ElCom a noté qu'il n'est en principe pas admissible de transmettre une décision positive de RPC à un autre projet non encore annoncé ou qui ne figure pas encore sur la liste d'attente. Mais sur la base de la correspondance échangée entre le recourant et Swissgrid SA, le recourant pouvait penser de bonne foi que Swissgrid avait approuvé une telle transmission. L'ElCom est parvenue à la conclusion que Swissgrid est liée par le principe de confiance légitime et que l'installation photovoltaïque du recourant doit bénéficier de la RPC.

S'agissant de la rétribution unique, l'ElCom a rendu une décision où elle note qu'une installation photovoltaïque n'est pas qualifiée de nouvelle installation au sens de la loi sur l'énergie et qu'elle ne reçoit pas de rétribution unique si, lors d'une rénovation, seuls les panneaux solaires sont échangés sans que l'onduleur soit remplacé.

Une autre décision de l'ElCom concernait le décompte de la TVA sur le supplément réseau. Dans sa décision, l'ElCom a constaté que les questions de l'assujettissement à la TVA et de la répercussion du supplément réseau sur les consommateurs finaux ne peuvent pas être jugées en vertu de la LAPeI et de ses dispositions d'exécution et que la LEné ne confère pas à l'ElCom de compétence en la matière, de sorte qu'elle ne saurait entrer en matière sur ces questions.

¹ Disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Communications.

6 Surveillance du marché



La courbe indique le prix de base pour l'année civile suisse 2022 en EUR/MWh du 01.01.2020 au 22.03.2021. Le prix de l'électricité pour l'année civile 2022 a fortement augmenté depuis novembre 2020 en raison de la hausse des prix du CO₂, du gaz et du charbon.

6.1 Transparence sur le marché de gros de l'électricité

L'activité de la section Surveillance du marché était placée cette année sous le signe de la pandémie de coronavirus. Malgré le semi-confinement, les opérations et le monitoring du marché de gros suisse de l'électricité ainsi que les activités des acteurs suisses du marché dans l'Union européenne ont été maintenus dans la « pièce sécurisée » (« secure room »).

Dans ce contexte, deux vastes études ont été conduites. La première a permis d'analyser les prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne en 2020. Le développement des énergies renouvelables, en particulier des énergies solaire et éolienne, qui alimente le cahier d'ordres de la bourse avec des coûts marginaux proches de zéro, favorisent la survenance de prix négatifs. De plus, les centrales classiques inflexibles contribuent aussi à ce que les prix passent en zone négative. Les prix négatifs sont un mécanisme de marché nécessaire pour garantir que la demande d'électricité correspond en tout temps à l'offre.

En raison du semi-confinement et de la faible charge qui lui est liée, en raison aussi des températures printanières anormalement élevées durant l'exercice sous revue, on a enregistré une augmentation du nombre d'heures avec des prix négatifs sur les marchés à 24 heures d'Allemagne, de France et de Suisse. L'étude examine plus particulièrement depuis 2015 le nombre d'heures avec des prix négatifs, le nombre de jours avec des prix horaires négatifs et le nombre de jours pendant lesquels le prix de base (moyenne journalière) était négatif pour l'Allemagne, la France et la Suisse. L'étude met aussi en lumière le pourcentage d'heures en fonction de l'heure de la journée.

La deuxième étude conduite portait sur le thème des effets de la pandémie de coronavirus sur la charge en Europe. Elle fait l'objet du chapitre 6.3.

L'atelier organisé par la section Surveillance du marché sur le thème « Commerce algorithmique » a permis d'échanger sur les pratiques et les défis du marché.

mique : effets sur le négoce de l'énergie » a été annulé pour cause de coronavirus. Le rapport annuel sur la transparence du marché, qui fournit un aperçu des principales activités de la section Surveillance du marché de l'ElCom, a été publié en mai. Il comprend une rétrospective de l'évolution des marchés spot et à terme au cours de l'année.

Les rapports du marché spot et les rapports du marché à terme, publiés chaque semaine par l'ElCom depuis 2018, constituent la base de cet aperçu. Le téléchargement des données nécessaires à cet effet et l'établissement de ces deux rapports ont été complètement automatisés au cours de 2020. Hormis les commentaires sur le marché, il suffit donc de presser sur un bouton pour établir ces documents.

Comme les marchés sont toujours plus intimement interconnectés en raison de l'évolution actuelle, les échanges entre régulateurs de l'énergie au sujet de la surveillance du marché et de son intégrité gagnent en importance.

Les séances de coordination organisées avec certains services de surveillance du marché des pays voisins se sont déroulées virtuellement cette fois. L'habituel échange d'expériences avec la FINMA sur des aspects de méthodologie de la surveillance n'a pas eu lieu en 2020.

Les travaux au niveau européen se sont poursuivis sans restriction. Durant l'année sous revue, l'ElCom a également pris part à une enquête très complète du groupe de travail

du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), qui est voué aux questions d'intégrité et de transparence du marché (Market Integrity and Transparency Working Group, CMIT), afin d'évaluer la mise en œuvre de l'intégrité et de la transparence du marché sur le plan national et pour procéder à une comparaison avec les autres autorités de régulation. La participation de l'ElCom lui permet d'observer la mise en œuvre du règlement REMIT de l'UE dans le cadre des processus de réglementation européens.

L'ElCom a une nouvelle fois pris part au Forum EMIT de l'ACER, qui s'est déroulé en ligne en 2020. La priorité de cette quatrième édition du Forum concernait la question de savoir comment protéger les marchés en période de changement. Dans ce cadre, la discussion a porté sur des évolutions futures telles que la numérisation, les plateformes commerciales B2B au niveau de réseau 7 et l'apparition de nouveaux marchés de la flexibilité et de leurs effets sur l'établissement des rapports prévus par la réglementation concernant l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie.

Suite à une décision de la Commission européenne du 17 décembre 2020, l'ACER perçoit des redevances annuelles ex ante depuis le 1er janvier 2021. L'agence financera ainsi ses coûts de collecte, de gestion, de traitement et d'analyse des informations déclarées par les acteurs du marché en vertu du « règlement REMIT » (UE) no 1227/2011. À cet égard, l'ElCom continuera à ne pas percevoir de redevance.

6.2 Surveillance du marché : les chiffres de 2020

78 acteurs du marché étaient enregistrés à la fin de 2020 auprès de l'ElCom. Les informations concernant leurs transactions liées au négoce d'énergie dans l'UE ont été transmises par neuf fournisseurs de données enregistrés (« registre-

red reporting mechanism », RRM). L'ElCom a obtenu les données fondamentales et les publications sur les informations d'initié par ses propres interfaces, spécifiquement créées, avec le REGRT-E et la plateforme de transparence de l'EEX.

En 2020, 44,8 millions de transactions ont été rapportées à l'ElCom. La tendance haussière des années précédentes s'est donc une fois encore confirmée. Cette augmentation modérée, d'à peine 15 %, s'explique en majeure partie par le recours accru aux systèmes de commerce automatisés.

Les contrats standards représentaient de nouveau en 2020 la majorité des notifications (près de 90 %). La prédominance des affaires spot sur les affaires à terme, établie au cours des années précédentes, s'est maintenue, une légère modification en faveur des déclarations de transactions à court terme étant à signaler (augmentation de 90 à 94 %). Durant l'année sous rapport, les acteurs du marché enregistrés ont notifié la conclusion de 2861 contrats non standards, soit une diminution d'environ 10 % par rapport à l'année précédente.

Par contre, l'augmentation est plus importante s'agissant des données fondamentales : on a enregistré environ un million de notifications de plus qu'en 2019, soit une variation avoisinant 22 %. Les changements sont aussi importants en ce qui concerne les publications d'informations d'initié : les cas notifiés ont augmenté d'environ un tiers par rapport à l'année précédente.

L'ElCom intègre encore d'autres données pour assurer le suivi (comparatif) du fonctionnement des marchés et des mécanismes de formation des prix : par exemple les prix de règlement de l'EEX, qui sont pris en référence pour les analyses. Des informations émanant de sources publiques (comme MétéoSuisse ou Reuters) sont également utilisées.

Le traitement et l'analyse des données relevées permettent d'évaluer ce qui se passe effectivement sur les marchés (européens) de gros. Comme les prix de marché en Suisse dépendent fortement des évolutions et des événements dans les pays environnants, de telles informations revêtent de l'importance pour observer le marché et, partant, pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse.

Ces données sont aussi utilisées sous forme anonymisée et/ou agrégée dans diverses publications comme les rapports sur les marchés spot et à terme, le rapport sur la transparence du marché ou diverses études telles que l'étude sur les prix négatifs. L'utilisation de ces données contribue à améliorer la transparence pour les acteurs du marché, tant du côté de la production que sur le versant de la consommation, et à accroître la qualité des analyses, des études et des publications de l'ElCom.

6.3 Étude : effets de la pandémie de coronavirus sur la charge en Europe

Les diverses mesures prises face à la pandémie de coronavirus ont engendré une diminution de la charge dans tous les pays européens. Cette remarque vaut tout particulièrement pour les pays où l'industrie a été largement paralysée. La réduction de l'activité industrielle ainsi que la fermeture des restaurants et des commerces sont les principales raisons du recul de la charge.

L'évaluation des données de charge du REGRT-E a montré que l'économie énergétique suisse n'a pas été aussi fortement impactée que celle de la France, de l'Italie ou de l'Espagne par la baisse de la charge due au semi-confinement induit par le coronavirus. Le recul de la consommation les jours ouvrés a été d'environ 10 % en Suisse, contre environ 20 % en Espagne, environ 25 % en Italie et environ 17 % en France.

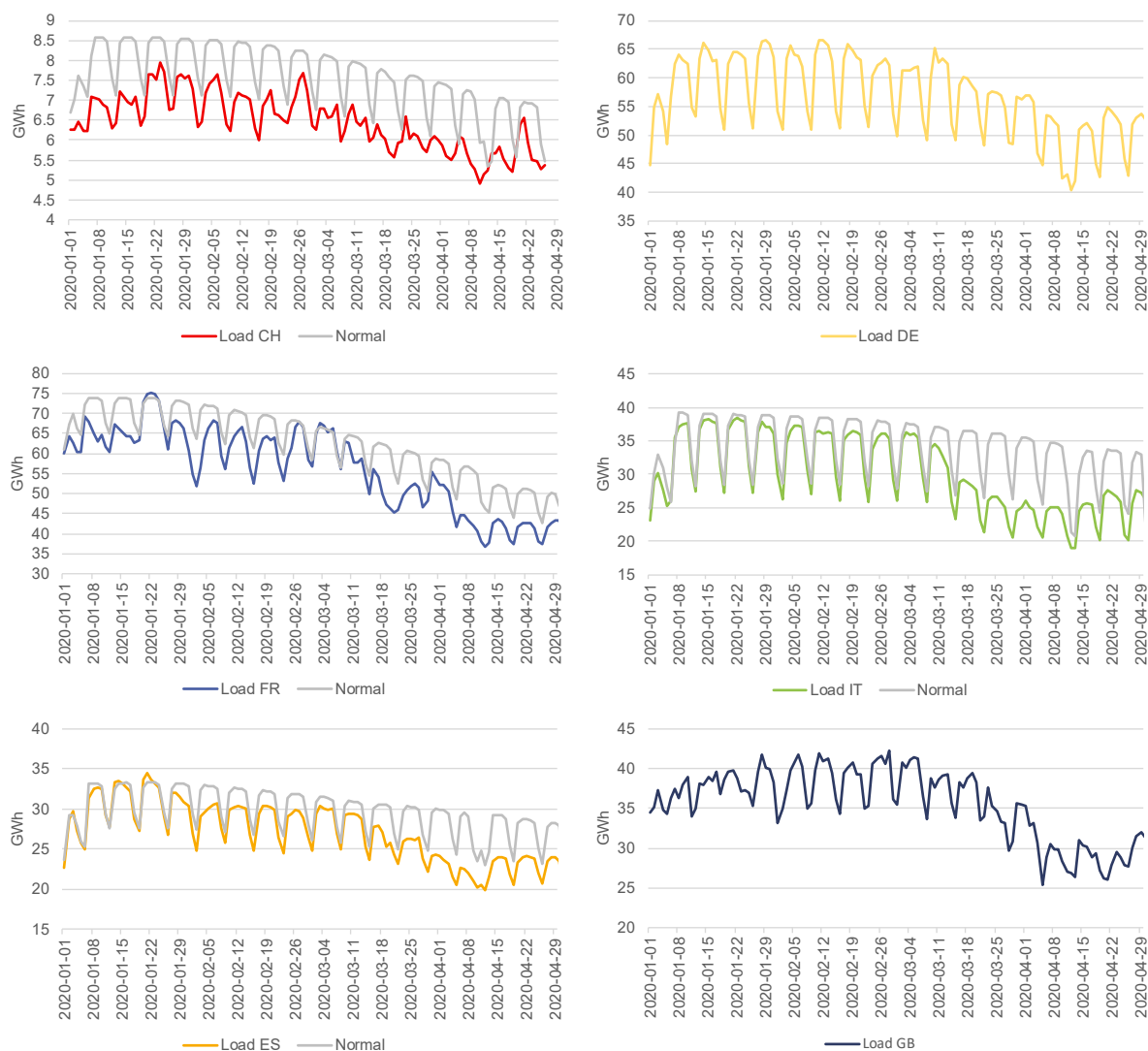


Figure 16: Consommation quotidienne d'électricité en GWh, depuis le 01.01.2020 pour la Suisse (CH), l'Allemagne (DE), la France (FR), l'Italie (IT), l'Espagne (ES) et la Grande-Bretagne (GB) (source des données : données consommation ENTSO-E, valeurs normales pour la consommation Refinitiv Power Research)

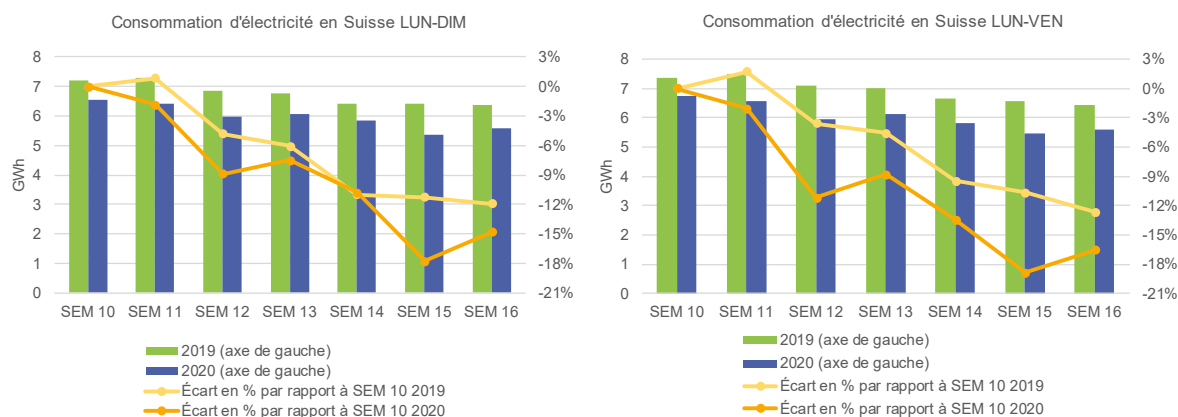


Figure 17: Consommation hebdomadaire d'électricité en Suisse (graphique à gauche du lundi au dimanche, graphique à droite du lundi au vendredi) représentée sous forme de barres pour les années 2019 et 2020. Indiqué sous forme de ligne avec points, l'écart en pourcentage (axe secondaire à droite) de la consommation par rapport à la semaine 10. (Source des données : ENTSOE-E)

6.4 Cas MEAS

L'ElCom a examiné de manière détaillée, en lien avec un EPEX SPOT STOR, le contexte dans lequel Swissgrid a mené les enchères MEAS (service d'assistance mutuelle d'urgence).

Swissgrid a confirmé que cette mise aux enchères était organisée au nom de TERN. Swissgrid elle-même n'intervenait en l'occurrence que comme intermédiaire, raison pour laquelle les prix et les quantités de ces enchères n'ont pas été transmis à l'ElCom ni publiés sur le site web de Swissgrid.

Le processus des enchères MEAS se décrit comme suit :

- TERN communique un besoin à Swissgrid 2 jours à l'avance (J-2).
- Cette demande déclenche chez Swissgrid un appel d'offres un jour avant (J-1).
- Les acteurs du marché enregistrés chez Swissgrid peuvent soumettre des offres horaires sur la page d'adjudication des services-système de Swissgrid jusqu'à

14h30 le jour J-1. Les acteurs du marché annoncent à quels prix ils sont prêts à acheter de l'énergie livrée en Suisse.

- Ces offres sont transmises à TERN sous une forme anonymisée.
- TERN communique ensuite son besoin, de sorte que les acteurs du marché impliqués savent au plus tard à 16h00 s'ils ont reçu ou non une adjudication.

L'ElCom a signalé à Swissgrid que les résultats des enchères MEAS peuvent influencer fortement les prix sur le marché suisse intrajournalier et aux enchères « intraday 1 » en Suisse. Cette remarque vaut surtout lorsque les prix auxquels TERN est prête à vendre diffèrent fortement des prix à 24 heures ou des prix intrajournaliers actuels. En outre, les informations d'initié pourraient éventuellement influencer les prix et quantités d'adjudication pour certains partenaires.

Une évaluation des données d'enchères MEAS de Swissgrid jusqu'en juillet 2020 a ré-

vélé que, depuis l'introduction en mars 2019 des enchères suisses « Intraday CH IDA 1 », les prix de celles-ci sont inférieurs au prix à 24 heures (« day ahead ») pendant 47 % des heures. Mais si une enchère MEAS débouche sur une adjudication de volume, cette valeur est de 56 % en 2019 et de 63 % en 2020. Les enchères MEAS entraînent souvent en Suisse, dans les enchères « Intraday 1 », des prix inférieurs au prix à 24 heures (« day ahead »). Il fallait s'y attendre, puisque les adjudications des enchères MEAS, qui sont généralement conclues en Suisse sur le marché à 24 heures, peuvent être de nouveau mises en vente sur le marché intrajournalier.

Afin d'apporter la transparence voulue sur le marché, Swissgrid a reçu la demande de publier sur son site web les résultats des enchères MEAS en temps utile, c'est-à-dire avant la vente aux enchères sur le marché suisse « Intraday 1 ».

Grâce à l'EPEX Spot STOR, l'EiCom a été rendue attentive aux processus des enchères MEAS et de leurs effets sur le marché suisse. Elle a pu, en coopération avec Swissgrid, trouver en l'occurrence une solution rapide et efficace pour améliorer la transparence du marché suisse.

6.5 Règle RTE concernant le marché d'équilibrage français

Le 1er août 2018, le gestionnaire de réseau français RTE a adapté les « Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre » et les a complétées par un article 4.2.1.2.1 (règle RTE). Ce complément concerne uniquement les acteurs du marché considérés comme « EDA Point d'Échange ». Il s'agit d'acteurs du marché actifs sur le marché français de l'équilibrage (« balancing ») tout en ayant leur siège à l'étranger. Des entreprises énergétiques suisses en font donc partie.

Selon ce nouveau règlement, les acteurs du marché visés sont tenus de mettre à disposition la quantité d'énergie commandée en cas d'activation du mécanisme d'équilibrage du marché français non pas sur le marché intrajournalier français mais seulement en exportant de la Suisse vers la France (en cas d'offre de vente) ou en important de la France à destination de la Suisse (en cas d'offre d'achat). Fondamentalement, les commandes d'énergie visant à équilibrer le marché doivent recourir aux capacités flexibles des centrales électriques de manière à réduire la charge sur le réseau français et sur le marché. En conséquence,

l'énergie achetée sur le marché d'équilibrage français doit être entièrement exportée à l'étranger. L'objectif, si la situation est tendue dans le système électrique français en raison d'activités sur le marché intrajournalier, est de ne pas générer de charges supplémentaires.

L'autorité française de régulation, la Commission de Régulation d'Électricité (CRE), assure la surveillance du respect de ce règlement. Si l'on constate des irrégularités dans les opérations commerciales des acteurs du marché étrangers sur le marché intrajournalier français, en cas d'activation du marché d'équilibrage, la CRE avertit les acteurs du marché de potentielles violations de la règle RTE ou elle demande des explications concernant les activités commerciales concrètes et elle examine les événements sous l'angle d'une éventuelle violation de ladite règle. Même si la surveillance du respect de cette règle relève de la compétence de la CRE, l'EiCom a également surveillé le comportement des entreprises énergétiques suisses actives en 2020 sur le marché français de l'équilibrage. Les cas examinés n'ont pas révélé de violation de la règle RTE.

7 Affaires internationales



La centrale au fil de l'eau d'Eglisau-Glattfelden est construite sur le Rhin, qui constitue à cet endroit une frontière entre l'Allemagne et la Suisse. Certaines des installations de cette centrale frontalière sont situées du côté allemand.

Comme en 2019, les développements sur le plan international ont été marqués en 2020 par la mise en œuvre des directives de l'UE issues du quatrième paquet « Énergie propre » (« Clean Energy Package » (CEP), été 2019). Associées aux nouveaux règlements de l'UE, ces directives exercent déjà une première influence concrète sur le secteur de l'électricité en Europe.

Il faut aussi poursuivre la mise en œuvre ou dans certains cas le développement et la révision des codes de réseau spécifiques et de leurs méthodologies dans les domaines concernant l'exploitation du réseau, le raccordement au réseau, la gestion des congestions et l'énergie de réglage (p. ex. calculs des capacités pour les marchés intrajournalier, à 24 heures, d'énergie d'ajustement ou à terme).

Ces nouvelles lois harmonisent le cadre légal dans le but de libéraliser et d'intégrer les marchés nationaux de l'électricité. Elles doi-

vent aussi entraîner des effets positifs en faveur des consommateurs européens, des énergies renouvelables, de la sécurité d'approvisionnement, de la concurrence et de l'innovation. En outre, il est prévu de remanier en 2021 le règlement UE concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (réseaux transeuropéens d'énergie, RTE-E) et le cadre juridique du marché gazier de l'UE.

La pandémie de coronavirus a créé de nouvelles incertitudes en 2020. Mais dès 2021 et jusqu'en 2025/2030, les principaux effets de ces nouvelles impulsions devraient se faire sentir dans le secteur de l'électricité et ils devraient influencer de manière plus marquée la réforme complète des marchés de l'énergie. Cette observation vaut en particulier pour les échanges d'électricité transfrontaliers sous tous leurs aspects ou presque, d'autant que l'UE a accepté un ambitieux « pacte vert pour l'Europe » grâce auquel la neutralité carbone

(zéro émission) de l'UE doit être atteinte à l'horizon 2050 de manière à atténuer les conséquences des gaz à effet de serre.

Ce pacte vert de l'UE est une composante du plan de développement massif de durée déterminée « Next Generation EU » (plus de 750 milliards d'euros) qui vise à atténuer les effets de la pandémie de coronavirus sur l'économie et la société de l'UE et à rendre l'UE plus durable, résiliente aux crises et mieux préparée aux défis et aux opportunités des changements écologique et numérique. Le pacte vert soutient donc l'Accord de Paris (2015), qui vise à lutter contre le changement climatique et à maintenir le réchauffement de la planète sensiblement en dessous de 2°C.

Par ailleurs, l'UE et le Royaume Uni sont parvenus le 24 décembre 2020 à s'entendre sur leurs relations futures et à éviter un « Brexit dur ». Le nouveau contrat de partenariat est entré en vigueur au 1er janvier 2021. Le Royaume Uni sort ainsi définitivement du marché intérieur et de l'union douanière de l'UE. Il quitte donc aussi le marché intérieur de l'électricité de l'UE. Le Royaume Uni ne participera plus au couplage implicite des marchés et doit retourner à la répartition explicite des capacités frontalières. Le régulateur (Ofgem) et le

gestionnaire du réseau de transport (National Grid) du Royaume Uni ont été exclus de l'ACER, respectivement du REGRT-E jusqu'à ce que la future coopération avec ces organismes soit fondamentalement réglée.

Néanmoins, l'accord commercial et de coopération avec le Royaume Uni vise un commerce efficace au moyen d'interconnecteurs à courant continu, outre d'autres aspects importants liés à l'énergie, et il prévoit la possibilité de développer en 15 mois un couplage capacitif lâche multirégional (« multi-region loose volume coupling »). Mais il ne sera pas aussi efficace que le modèle standard de l'UE, le couplage de marchés basé sur les flux (« flow-based market coupling », FMBC). En outre, l'UE et le Royaume Uni poursuivront leur coopération en échangeant des informations et en élaborant des plans de développement du réseau et de prévention des risques.

En raison des étroites relations que la Suisse entretient avec ses pays voisins, tous ces développements et changements à l'intérieur et à l'extérieur de l'UE revêtent une grande importance, que ce soit pour le secteur de l'électricité, dans l'optique de la sécurité de l'approvisionnement ou dans une perspective politique, légale et économique.

7.1 Gestion des congestions

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

Les capacités d'importation et d'exportation disponibles étant limitées, elles sont principalement attribuées selon des procédures axées

sur les règles du marché, conformément à l'art. 17, al. 1, LApEl. Cette disposition connaît des exceptions : 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 des centrales hydroélectriques transfrontalières, qui reçoit la priorité. En outre, les capacités dans le commerce intrajournalier ne sont actuellement pas tarifées.

Ainsi, la majeure partie des capacités des lignes transfrontalières est allouée par enchères explicites. Contrairement aux enchères implicites, dans lesquelles le droit de transport est automatiquement attribué au plus offrant lors de la vente d'électricité en bourse, l'adjudication du droit de transport est séparée de la vente d'énergie dans le cadre des enchères explicites.

Ces dernières années, l'UE a progressivement harmonisé les règles de gestion des congestions et des lignes de raccordement. Des changements considérables en ont découlé dans les pratiques des gestionnaires de réseau de transport, par exemple avec la deuxième extension, en novembre 2019, du couplage de marchés unique intrajournalier (« single intraday coupling », SIDC) à 7 membres supplémentaires de l'UE (Bulgarie, Croatie, République tchèque, Hongrie, Pologne, Roumanie et Slovaquie), qui ont rejoint les 14 pays déjà parties (Norvège et 13 membres de l'UE : Allemagne, France, Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, Lettonie, Lituanie, Pays-Bas, Portugal, Espagne, Suède). Une troisième extension, qui était prévue pour fin 2020, a été différée.

À ce stade, la Suisse est exclue de ces projets, bien que l'EiCom et Swissgrid soient impliquées pour une part dans les discussions sur la gestion, notamment sur la gestion des congestions aux frontières nord de l'Italie.

Plus efficace, l'allocation implicite, aussi nommée couplage de marchés, est devenue la norme presque partout dans l'UE. L'introduction progressive du couplage de marché basé sur les flux (« flow based market coupling ») la renforce encore. Cette méthode identifie les congestions à l'intérieur d'un réseau afin d'y remédier par des investisse-

ments appropriés. Elle vise aussi à éviter autant que possible le transfert aux frontières de ces congestions en limitant les capacités frontalières entre pays ou zones de prix.

L'UE et l'ACER cherchent à intensifier les possibilités d'exportation et d'importation, afin de renforcer la concurrence et la sécurité d'approvisionnement. Cet objectif implique d'éviter toute discrimination pénalisant les flux commerciaux entre zones de prix ou pays par rapport aux flux purement internes ou nationaux, les flux commerciaux internationaux s'écoulant généralement, en raison des différences de prix en bourse, de la zone la moins chère vers la zone la plus chère.

À cette fin, le nouveau règlement de l'UE 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit au moins 70 % de la capacité de toutes les lignes pour les échanges commerciaux interzones, afin d'améliorer l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement à l'échelle de l'Europe entière tout en réduisant les conséquences négatives des flux de charge non planifiés. L'UE ne prévoit des exceptions à cette règle de 70 % des capacités transfrontalières que jusqu'en 2025 et à des conditions strictes. En décembre 2020, l'ACER a publié une première évaluation de la réalisation du « critère des 70 % ». Cette évaluation met en évidence la nécessité de réduire les flux de charge non planifiés. Une nouvelle répartition des zones d'offre et de prix de l'UE selon les congestions structurelles ne sera pas proposée avant 2022. Une première vérification de la zone d'offre (« bidding zone review ») a échoué en 2018. Comme les flux physiques ne correspondent pas forcément aux flux commerciaux planifiés, ils limitent les possibilités d'échange aux frontières et requièrent souvent des interventions coûteuses pour réduire les risques menaçant

la stabilité du réseau (redéploiement (« re-dispatching »), etc.). L'ACER recommande de partager les coûts de telles mesures préventives et curatives sur la base du principe de causalité, de manière à garantir (d'optimiser, de maximiser) les capacités d'échange.

Le rapport de l'ACER sur la surveillance du marché de l'électricité 2019 (ACER, Market Monitoring Report (MMR), octobre 2020) souligne notamment que l'UE peut encore améliorer le calcul des capacités frontalières et qu'une moindre intégration des marchés de l'énergie de réglage apporterait une grande utilité économique (comme p. ex. le projet TERRE). Le rapport déplore que l'extension du couplage de marchés basé sur les flux (« flow-based market coupling », FBMC) aux pays d'Europe centrale et de l'Est membres de l'UE soit retardé et que l'intégration des marchés à terme de l'UE ait peu progressé.

L'ACER a également relevé le doublement des prix négatifs de l'électricité entre 2018 et 2019, une tendance qui s'est prolongée en 2020 en raison de la pandémie de coronavirus. Cette crise inattendue a permis aux marchés du gaz et de l'électricité de démontrer leur résilience, qui s'explique notamment, selon l'ACER, par les réformes des troisième et quatrième paquets énergétiques de 2009 et de 2019.

L'ACER critique le fait que, en l'absence d'un véritable problème d'approvisionnement, plusieurs mécanismes de capacité ont été introduits au niveau national pour soutenir financièrement la production électrique. L'ACER a estimé les coûts consentis à cet effet en 2019 à 3,9 milliards d'euros pour l'ensemble de l'UE. Selon le rapport de l'ACER, les

mécanismes injustifiés faussent la concurrence et désavantagent les consommateurs.

En outre, ce rapport aborde aussi certains développements survenus en Suisse, notamment la nette diminution de la perte sociale par rapport à 2018 et aux années précédentes qu'enregistre la Suisse en utilisant ses capacités frontalières avec l'UE (environ 36 millions d'euros en 2019). Cette perte économique estimée s'explique pour l'essentiel par le fait que la Suisse sera exclue des mécanismes de couplage de marchés instaurés dans l'UE aussi longtemps qu'un accord bilatéral sur l'électricité n'aura pas été conclu. De ce fait, la gestion de l'ensemble des capacités frontalières reste sous-optimale et elle ne suit que partiellement les signaux de prix des bourses de l'électricité. Pour certains autres interconnecteurs de l'UE également, la perte sociale est considérable.

Malgré des aspects positifs, l'évolution des règlements et des méthodes de l'UE, dont la Suisse est totalement exclue ou dans laquelle elle n'est que partiellement impliquée, devrait entraîner un accroissement des congestions sur le réseau suisse. Ces congestions influencent aussi bien les flux commerciaux que physiques tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'UE, ce qui créera toujours plus fréquemment des surcharges sur le réseau de Swissgrid. L'El-Com et Swissgrid coopèrent autant que possible avec l'ACER, la Commission européenne ainsi que les gestionnaires de réseau de transport et les autorités de régulation étrangers pour optimiser les capacités frontalières. Il n'est pourtant pas exclu que Swissgrid doive restreindre temporairement les capacités d'exportation et d'importation pour assurer la stabilité du réseau suisse.

7.2 Centrales électriques frontalières

30 centrales hydroélectriques situées le long de la frontière suisse produisent de l'énergie électrique à partir des cours d'eau frontaliers. Souvent, des traités conclus de longue date entre la Suisse et le pays limitrophe règlent la répartition de l'énergie entre les États. Pour certaines de ces centrales, le réseau de transport transfrontalier permet de fournir les quantités d'énergie contractuellement convenues à l'État limitrophe. Les capacités du réseau de transport transfrontalier sont attribuées par mise aux enchères. Le droit suisse accorde à certaines centrales électriques frontalières un droit prioritaire dans l'attribution des capacités de transport transfrontalières, c'est-à-dire une attribution gratuite de capacités hors de la procédure d'enchères.

Jusqu'à la fin de 2014, un accord de coopération existait entre Swissgrid et les propriétaires allemands du réseau de transport, qui incluait les priorités prévues par le droit suisse pour le réseau de transport transfrontalier. Les gestionnaires allemands du réseau de transport ont résilié cet accord pour la fin de 2014. Le nouvel accord de coopération, en vigueur depuis le 1er janvier 2015, ne règle pas les priorités. Les gestionnaires du réseau de transport et les autorités de l'Alle-

magne considèrent que l'octroi d'une priorité viole tant le droit européen que le droit allemand. De ce fait, Swissgrid n'a plus été en mesure d'accorder depuis lors des priorités sur les livraisons provenant des centrales électriques à la frontière germano-suisse. Durant l'année sous rapport, à l'appui de la jurisprudence du Tribunal fédéral, l'ElCom a fixé de manière exécutoire les conséquences du non-octroi des priorités dans le cadre de cinq procédures en suspens. Dans ce cadre, Swissgrid a été obligée de donner aux détenteurs de droits prioritaires concernés, pour la période de janvier 2015 à septembre 2018, les produits des enchères obtenus en sus grâce au non-octroi des priorités (« avantage de remplacement »).

Depuis le 1er octobre 2017, une nouvelle disposition sur l'octroi de priorités est en vigueur pour les centrales électriques frontalières. Au cours de l'année sous revue, trois requêtes en octroi de priorité au sens de la nouvelle disposition étaient en suspens. Dans le cadre de ces procédures, l'ElCom devra décider comment elle entend traiter les priorités prévues par le droit suisse, mais que la résiliation de l'accord de coopération ne permet pas de réaliser concrètement à la frontière allemande.

7.3 Lignes marchandes

Les lignes marchandes (« merchant lines ») sont des lignes du réseau de transport transfrontalier. Si une dérogation est prévue, aucun accès au réseau ne doit être accordé à des tiers sur une telle ligne. La capacité de ces lignes est certes assurée par les gestionnaires

de réseau, mais leur utilisation est réservée 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. Durant l'exercice, il y avait en Suisse une ligne marchande

à la frontière italienne. Cette ligne marchande a fait l'objet de l'arrêt A-671/2015 rendu le 3 août 2020 par le Tribunal administratif fédéral (TAF) quant au volume de la capacité exemptée de l'accès non discriminatoire par des tiers. Dans cet arrêt, le TAF a partiellement accepté le recours formé par l'exploitant de la ligne marchande et il a renvoyé l'affaire pour réexamen à l'ElCom. L'exploitant de la ligne marchande a fait appel auprès du Tribunal fédéral contre ce jugement. Cette procédure de recours était encore pendante durant l'année sous rapport.

Les discussions concernant la réalisation d'une ligne marchande supplémentaire de la Suisse vers l'Italie, sur un tracé qui n'est plus utilisé, se sont de nouveau intensifiées au cours de l'année sous rapport. Il n'est pas exclu que l'ElCom reçoive en 2021, en faveur d'une ligne marchande, une demande de dérogation aux règles d'accès au réseau conformément aux dispositions de l'ordonnance du DETEC du 3 décembre 2008 sur les dérogations concernant l'accès au réseau et les coûts de réseau imputables au niveau du réseau de transport transfrontalier (Odac ; RS 734.713.3).

7.4 Produits des enchères

Les capacités limitées du réseau de transport transfrontalier sont adjudgées par Swissgrid au moyen d'enchères. Les produits de ces enchères sont partagés à toutes les frontières pour moitié entre Swissgrid et le gestionnaire du réseau de transport étranger concerné. Ils peuvent être utilisés pour couvrir les coûts de la fourniture transfrontalière d'électricité ou les coûts imputables du réseau de transport, de même que pour le maintien et l'extension de ce dernier (art. 17, al. 5, LApEl). Swissgrid soumet la demande concernant l'utilisation souhaitée à l'ElCom. L'ElCom statue ensuite sur l'utilisation des produits des enchères (art. 22, al. 2, let. c, LApEl). De 2009 à 2012, environ 40 millions de francs ont été versés chaque année pour réduire les coûts imputables du réseau de transport. Il était prévu d'affecter les produits des enchères de 2013 en majeure partie au maintien et à l'extension du réseau de transport. 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. Conformément au rapport convenu en 2018 par l'ElCom et Swissgrid quant à l'affectation des produits des enchères, 35 % du produit des enchères de 2019 ont été affectés au maintien et à l'extension du réseau de transport et 65 % ont été alloués à la réduction des coûts imputables. En 2020, ces valeurs étaient de 45 % et respectivement 55 %.

Au cours de l'année sous revue, Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits d'enchères en 2021. Cette proposition s'écarte du ratio d'utilisation convenu, de 55 % du produit des enchères pour le maintien et l'extension du réseau de transport, 45 % étant affectés à la réduction des coûts imputables du réseau de transport. Cette proposition a été motivée par les indemnités attendues des procédures de différence de

couverture en 2011 et 2012 et par la deuxième réévaluation. L'EiCom a rejeté la proposition en février. Elle a décidé que le ratio d'utilisation convenu doit être maintenu. En raison de la pandémie de coronavirus, Swissgrid a déposé en mars une demande de réexamen par laquelle elle proposait d'affecter les produits des enchères de 2021 exclusivement à la réduction des coûts imputable.

Compte tenu de la situation extraordinaire, l'EiCom a accepté cette proposition.

La figure 18 illustre comment les produits d'enchères réalisés à la frontière suisse entre 2016 et 2020 ont été utilisés. Les données de 2020 correspondent à des prévisions, puisque le décompte définitif n'était pas encore disponible à la clôture de la rédaction du présent rapport.

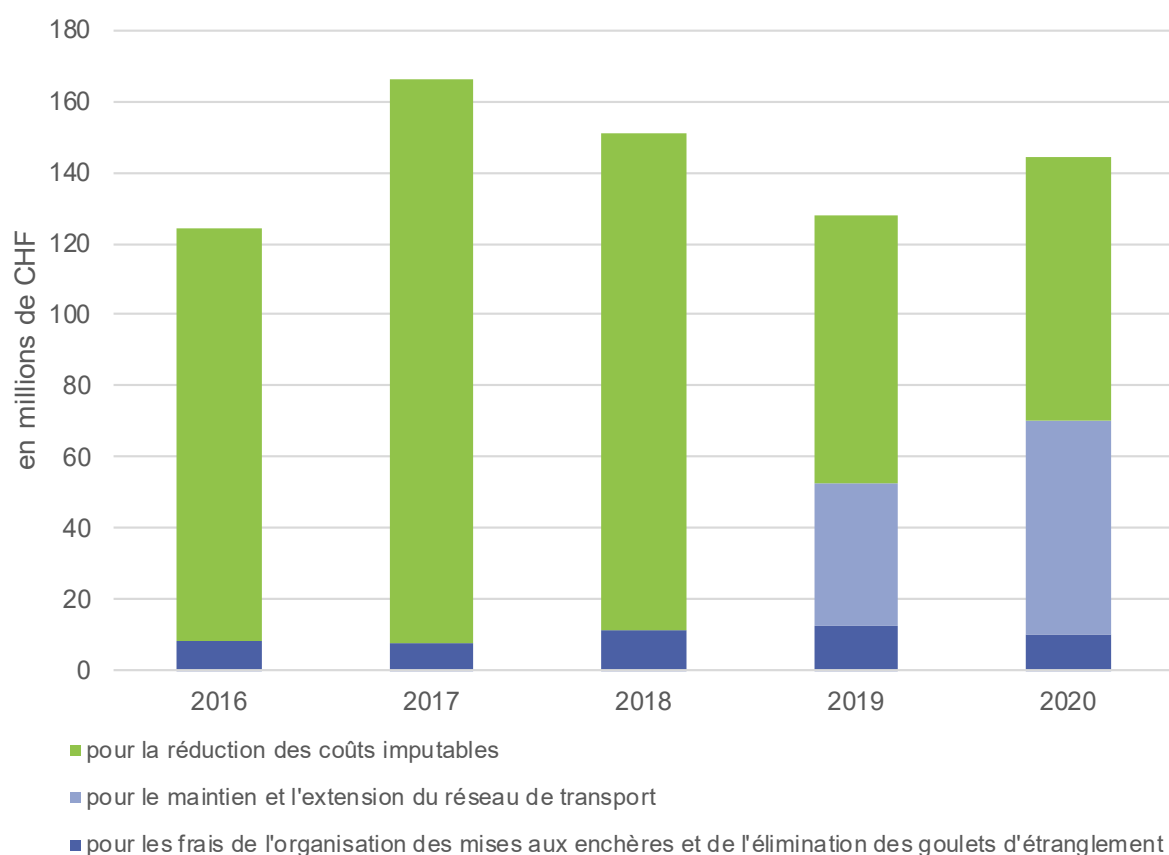


Figure 18: Utilisation des produits d'enchères de 2016 à 2020

7.5 Plateformes internationales pour l'énergie de réglage

L'énergie de réglage doit compenser les fluctuations à court terme de la consommation et de la production. Elle constitue donc un élément

essentiel de la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Avec le troisième paquet de mesures concernant le marché intérieur de l'éner-

gie de l'UE, l'achat et l'utilisation de l'énergie de réglage s'étendent systématiquement à l'échelle supranationale. Il devrait en résulter des avantages de prix considérables à l'achat dans certains cas (ce dont le consommateur doit bénéficier en définitive) et une meilleure protection contre les éventuelles pénuries.

À cet effet, des plateformes commerciales informatiques ont été mises en place entre certains pays ou entre tous les pays concernés. La Suisse participe à toutes les plateformes en tant que membre ou observatrice. Les plateformes d'échange de puissance de réglage primaire (« frequency containment reserve », FCR) et de compensation des déséquilibres (« imbalance netting », IN) sont déjà actives et seront encore adaptées pour certaines. La plateforme d'échange de puissance de réglage tertiaire (« replacement reserve », RR / projet TERRE) est opérationnelle depuis le 6 janvier 2020 (lancement prévu pour Swissgrid en octobre 2021). Les deux plateformes restantes pour l'échange de puissance secondaire (aFRR, mFRR) sont encore en développement.

Le 27 juin 2019, la coopération FCR entre des gestionnaires de réseau de transport de Suisse, de Belgique, d'Allemagne, de France, d'Autriche et des Pays-Bas a fait un premier pas, couronné de succès, vers une nouvelle conception du marché par des enchères quotidiennes J-2 pour la FCR. La coopération FCR, qui remonte à l'époque antérieure à l'introduction des codes de réseau de l'UE, est la première coopération régionale à réaliser une harmonisation du marché selon la méthode prescrite par la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. L'ElCom et d'autres régulateurs et groupes d'intérêt ont été impliqués. Cette coopération sert à acquérir de la puissance de réglage primaire dans le but d'acheter près de la moitié des capacités FCR dans la zone synchrone eu-

ropéenne de 50 Hz, de réduire les coûts d'acquisition et d'introduire des incitations à l'entrée pour les nouveaux fournisseurs de puissance de réglage et les nouvelles technologies générant de la puissance de réglage.

Dans ce contexte, on a développé un algorithme d'allocation complexe, qui prend en compte plusieurs zones de prix et les conditions secondaires, calcule une tarification en fonction du coût marginal (fixation du prix à la marge) et raccourcit la durée du produit d'une semaine à un jour. En juillet 2020, des tranches temporelles de quatre heures ont été introduites. À l'avenir, le moment de la clôture du marché se rapprochera encore du temps réel.

La participation de la Suisse aux trois plateformes RR/TERRE, aFRR et mFRR est soumise à une réserve légale de l'UE selon laquelle, en cas de risque lié à l'exploitation de la plateforme, 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 favorable en 2017 et l'ACER en 2018. La Commission européenne, qui ne s'est pas encore prononcée, 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 vise une participation à ces plateformes, car elle considère qu'une non-participation comporte des risques considérables, notamment sous la forme d'importants flux d'électricité non planifiés et non annoncés qui apparaissent brusquement dans le réseau suisse et peuvent y provoquer des surcharges et des pannes. De telles pannes locales peuvent s'étendre directement à toute la région entourant la Suisse en raison du réseau étroitement interconnecté.

7.6 Instances internationales

2020 était la première année de la nouvelle Commission européenne placée sous la présidence d'Ursula von der Leyen. Succédant à la Commission Juncker, elle a entamé ses travaux le 1er décembre 2019.

L'UE poursuit ses efforts de concrétisation de l'Accord de Paris sur le climat (2015), afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 de manière à ce que l'Europe devienne le premier continent climatiquement neutre à l'horizon 2050. Le pacte vert pour l'Europe de décembre 2019 et le plan de relance pour l'Europe « Next Generation EU », présenté le 27 mai 2020 par la Commission, constituent conjointement une nouvelle stratégie de croissance et un calendrier d'investissement favorables aux énergies propres en vue de dynamiser la reprise économique de l'Europe face à la pandémie de coronavirus. Pour la Commission européenne, l'évaluation de la durabilité et de la neutralité climatique est fondée sur le principe de « ne pas nuire ». C'est pourquoi les États membres de l'UE sont tenus de présenter des plans énergétiques et climatiques cohérents et des réformes réalisables de leurs propres marchés nationaux de l'énergie. La transformation numérique et à long terme de l'économie, de la société et du secteur énergétique en Europe représente pour l'UE une mesure urgente supplémentaire qui doit être concrétisée.

Dans ce cadre, l'intégration et le renforcement du marché intérieur de l'électricité de l'UE se poursuivront de 2020 à 2030, afin de bénéficier aux consommateurs, à la sécurité de l'approvisionnement et au changement énergétique grâce aux énergies renouvelables et à l'économie durable. À ce stade, l'organisation du marché de l'électricité de l'UE était plutôt axée sur les marchés de gros.

Les réseaux et les marchés de distribution électrique sont de plus en plus influencés par les progrès technologiques et les règlements nouveaux ou révisés en 2019, notamment le règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité et la directive 2019/944 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, le règlement (UE) 2019/942 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), le règlement (UE) 2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

En outre, il faut intensifier la coopération transfrontalière et régionale dans le secteur du gaz et accroître son intégration et sa complémentarité avec le secteur de l'électricité : il faut orienter vers la décarbonisation l'égalité de traitement de tous les agents énergétiques liés au marché du gaz et de l'électricité (p. ex. en matière fiscale). Un remaniement du cadre juridique de l'UE pour le marché du gaz est prévu en 2021/2022 en vue d'optimiser le couplage des secteurs du gaz et de l'électricité ainsi que leurs synergies dans le cadre d'une stratégie de l'UE visant un système énergétique intégré (juillet 2020). Dans l'UE, le futur système énergétique intégré, interconnecté et flexible réduira les coûts pour la société tout en permettant des flux énergétiques plus efficaces entre les consommateurs et les producteurs ainsi que des solutions locales avec de l'électricité renouvelable.

Le pacte vert pour l'Europe contient d'autres éléments importants, notamment des mesures d'efficacité énergétique, une amélioration de la protection du consommateur, la réduction de la pauvreté énergétique et une meilleure information des consommateurs sur leurs possi-

bilités d'interagir avec le marché de l'énergie et sur la durabilité des produits qu'ils utilisent.

Jusqu'en juillet 2022, les centres de coordination régionaux (CCR) doivent être introduits et les actuels coordinateurs de sécurité régionaux (CSR), tels que Coreso ou TSCNet Services, doivent être remplacés de manière à soutenir un système électrique sûr, fiable et efficace et à réaliser des calculs de capacité et des analyses de sécurité. Swissgrid est actuellement membre de TSCNet Services. Les modalités de la transformation de TSC (passage des CSR aux CCR) feront l'objet de décisions au début de 2021, de même que le statut de membre de Swissgrid et les conditions qui s'y rapportent.

Il se peut que les diverses dispositions légales de l'UE, les initiatives, les réformes, les plans énergétiques ou climatiques affectent l'éventuelle conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. La conclusion d'un tel accord restait au point mort en 2020, l'UE étant d'avis que la signature d'un accord-cadre institutionnel constitue une condition préalable. L'UE encourage aussi bien ses propres États membres que les pays tiers à accélérer la transition écologique et le tournant énergétique, notamment par des réformes de marché.

Le nouveau directeur de l'ACER, Christian Zinglarsen, est en poste depuis le 1er janvier 2020. Son mandat court sur cinq ans. L'ElCom détient un statut d'observateur au sein du groupe de travail « ACER Electricity Working Group » et de ses sous-groupes. Bien qu'elle ne participe pas à des projets comme le couplage de marchés unique intrajournalier (« single intraday coupling », SIDC), l'ElCom coordonne et représente les intérêts de la Suisse dans la mesure du possible au sein de ces organismes et dans les groupes régionaux qui mettent en œuvre les codes de réseau de l'UE. Cette coopération avec l'ACER revêt une importance prioritaire sous l'angle de la sécurité du réseau

suisse. En raison du coronavirus, comme pour les autres organismes, les rencontres virtuelles ont presque complètement remplacé les rencontres physiques en 2020.

Depuis 2012, l'ElCom bénéficie du statut d'observateur au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), qui a été créé il y a 20 ans. Tout comme l'ACER, le CEER vise à renforcer le rôle des régulateurs. Il soutient en outre la mise en œuvre de la législation européenne pour les secteurs du gaz et de l'électricité, le « pacte vert pour l'Europe » ainsi que le couplage sectoriel des énergies complémentaires du gaz et de l'électricité. Ces actions, qui doivent contribuer à la décarbonisation à long terme de l'économie européenne, sont des composantes principales de la stratégie 2019-2021 du CEER.

Afin de surmonter les incertitudes du Brexit, le CEER a accordé au régulateur du Royaume Uni (Ofgem) un statut spécial lui permettant de rester membre à part entière avec droit de vote.

En 2020, comme par le passé, l'ElCom a participé avec l'OFEN et Swissgrid aux travaux du Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) aux fins de garantir la sécurité du réseau durant la période hivernale et la répartition des coûts de redéploiement (« redispatching »). Elle participe aux discussions relatives à l'évolution de la gestion des capacités à la frontière nord de l'Italie. L'ElCom revêt un statut d'observateur au Forum européen de réglementation de l'électricité, dont l'unique réunion en 2020 s'est tenue par téléconférence pour traiter du défi que représente l'intégration du marché intérieur européen de l'énergie. L'ElCom n'a guère été active dans le cadre du Réseau OCDE des régulateurs économiques (OECD Network of Economic Regulators, NER), qui évalue notamment l'indépendance des régulateurs et suit de plus près les conséquences de la pandémie de coronavirus.

8 Perspectives

Le 11 novembre 2020, le Conseil fédéral a décidé de réunir la révision de la loi sur l'énergie et celle de la loi sur l'approvisionnement en électricité en un acte modificateur unique sous la désignation de « loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ». Il a chargé le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) de lui soumettre le message jusqu'à la mi-2021. Pour l'ElCom, il est essentiel que ces actes législatifs règlent les conditions-cadres du maintien, au-delà de l'abandon de l'énergie nucléaire, d'une part substantielle de l'actuelle production électrique indigène du semestre d'hiver.

De nombreux défis se présentent dans le contexte international : le couplage des marchés basé sur les flux dans la région Centre-Ouest est déployé en Europe centrale, l'Italie adhère à la plateforme européenne de commerce intrajournalier (XBID) et les plateformes internationales d'échange d'énergie de réglage augmentent les volumes quasiment en temps réel. De ce fait, la volatilité sur le réseau de transport et les exigences posées à la coordination dans l'exploitation des interconnexions augmenteront au cours des années à venir. En raison de sa position géographique et de son étroite interconnexion avec les grands marchés d'Europe continentale, la Suisse est fortement concernée par ces développements. L'ElCom soutient Swissgrid dans les négociations visant à ce que le réseau suisse soit pris

en compte dans l'optimisation internationale. Comme la disponibilité des importations dépend toujours davantage de décisions politiques prises à l'étranger, l'ElCom reste d'avis qu'il est nécessaire d'agir pour assurer la production hivernale indigène.

En 2021, l'infrastructure informatique de l'ElCom utilisée pour les relevés annuels auprès des gestionnaires de réseau sera remplacée et renouvelée. Le projet EDES permettra de remplacer l'actuel système de livraison de données par une variante plus moderne et plus efficace. Le nouveau système comporte notamment une nouvelle technologie en remplacement des actuels formulaires Excel et le recours à des formulaires en ligne permettant de fournir des données par une interface. Un nouveau portail destiné à la gestion des données de base et à la livraison des données fera en outre son apparition. Enfin, la conception du site de présentation des prix de l'électricité sera renouvelée.

Également en 2021, les importantes sous-couvertures constitueront un thème important. L'ElCom a confirmé qu'il n'est pas admissible qu'une sous-couverture soit formée aux fins de constituer une réserve ou qu'il est illicite de recourir abusivement aux différences de couverture comme à des instruments de financement ou pour réduire le bénéfice. Le volume des sous-couvertures, qui atteignent 1,5 milliard de francs, reste beaucoup trop important. C'est pourquoi l'ElCom examine des mesures supplémentaires pour 2021.

Le message relatif à la loi sur l'approvisionnement en gaz est attendu pour 2021. L'ElCom prendra également position sur cet objet dans le cadre de la procédure de consultation. Il était prévu, dans le projet mis en consultation en automne 2019, de renommer l'ElCom en « Commission fédérale de l'énergie » (EnCom) et que le respect de la loi sur l'approvisionnement en gaz soit également soumis à sa surveillance. Aux yeux de l'ElCom, il est important que le couplage des secteurs de l'électricité et du gaz puisse être accéléré par une pratique de réglementation et de surveillance adéquate, comme cela prévaut à l'étranger.

En raison de la base légale qui s'applique actuellement en Suisse en matière de transparence et d'intégrité du marché, l'ElCom ne dispose que d'un aperçu limité du marché. Son analyse de l'évolution du marché est donc partielle et les possibilités de déceler et d'empêcher les défaillances du système dues à des manipulations de marché sont limitées. Un prix de marché transparent, juste et compréhensible est important justement dans la perspective de l'éventuelle ouverture complète du marché. À cette fin, à l'instar de ce qui a depuis longtemps cours dans le domaine financier, il serait nécessaire d'introduire une interdiction de manipulation du marché et de délit d'initié dans le commerce de gros de l'électricité en Suisse et de pourvoir aux possibilités correspondantes de coopération avec les autorités de régulation des pays voisins. La prochaine révision de la LApEl, en 2021, en fournit l'occasion.

9 L'ElCom



La Commission de gauche à droite : Dario Marty, Laurianne Altwegg (Vice-présidente), Werner Luginbühl (Président), Felix Vontobel, Katia Delbiaggio, Sita Mazumder, Andreas Stöckli

L'ElCom est chargée de surveiller le marché suisse de l'électricité et de garantir le respect de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). En sa qualité d'autorité de surveillance étatique indépendante, elle accompagne le passage d'un approvisionnement en électricité de nature monopolistique à un marché de

l'électricité axé sur la concurrence. Il lui incombe notamment de surveiller les prix de l'électricité pour l'approvisionnement de base. Elle veille également à ce que l'infrastructure de réseau soit entretenue et étendue au besoin, 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 630

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques :

niveau de réseau 1 – env. 6'720 km | niveau de réseau 3 – env. 8'840 km | niveau de réseau 5 – env. 46'999 km | niveau de réseau 7 – env. 149'000 km (lignes aériennes et câbles, y compris raccordements finaux)

Transformateurs : niveau de réseau 2 – 147 | niveau de réseau 4 – 1'153 | niveau de réseau 6 – env. 60'000 (y compris les postes transformateurs aériens)

Total de la rémunération pour l'utilisation du réseau : 3,5 milliards de francs

Investissements annuels : environ 1,4 milliards de francs

Consommation annuelle d'électricité : 54 TWh

Production : 60,5 TWh

Importation d'électricité : 23,6 TWh | **Exportation d'électricité :** 30 TWh

La commission dispose 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 1er janvier 2009, les grands consommateurs (ceux dont la consommation annuelle est d'au moins 100 MWh) ont le libre choix de leur fournisseur d'électricité ;
- Elle 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.

9.1 Organisation et personnel

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

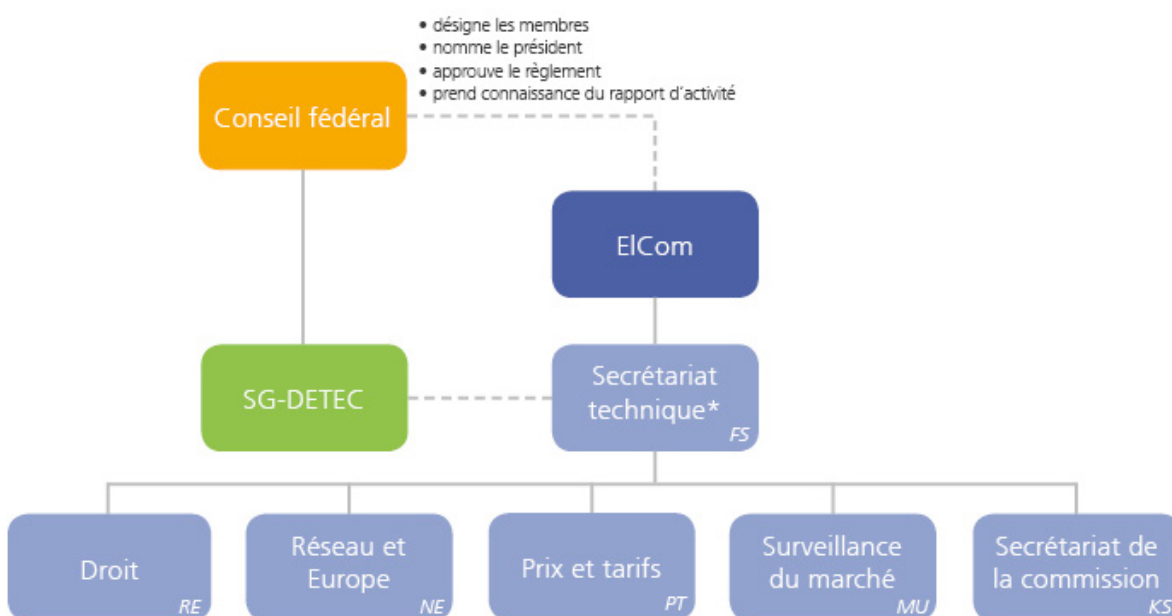


Figure 19: Organigramme de l'ElCom

9.1.1 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 :

- Werner Luginbühl (depuis 2020) : ancien conseiller aux États

Vice-présidente :

- Laurianne Altwegg (depuis 2015) : lic. en sciences politiques, responsable du domaine Énergie, environnement et agriculture à la Fédération romande des consommateurs (FRC)

Membres :

- Dario Marty (depuis 2018) : ing. el. dipl. HES, ancien directeur de l'ESTI
- Sita Mazumder (depuis 2018) : dr en économie publique, professeur d'économie et d'informatique au département d'informatique de la Haute école de Lucerne
- Andreas Stöckli (depuis 2019) : dr en droit, avocat, professeur de droit constitutionnel et administratif à l'Université de Fribourg
- Katia Delbiaggio (depuis 2020) : dr en économie, professeur d'économie au département d'économie de la Haute école de Lucerne
- Felix Vontobel (depuis 2020) : ing. el. dipl. HES

Sous-commissions

Durant l'année sous revue, la Commission a mené des travaux dans les sous-commissions suivantes :

Prix et tarifs

- Katia Delbiaggio (présidence)
- Laurianne Altwegg
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Droit

- Andreas Stöckli (présidence)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Dario Marty (présidence)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relations internationales

- Felix Vontobel (présidence)
- Werner Luginbühl
- Dario Marty

Surveillance du marché

- Sita Mazumder (présidence)
- Katia Delbiaggio
- Andreas Stöckli
- Felix Vontobel

Démissions et nominations

Werner Luginbühl, conseiller d'État et conseiller aux États pendant de nombreuses années, assume la présidence de l'ECom depuis le 1er mars 2020.

Christian Brunner a quitté sa fonction de membre de la Commission au cours de l'année sous revue. Ingénieur électricien de l'EPF, il était membre de l'ECom depuis 2014. Le Conseil fédéral a nommé Felix Vontobel pour lui succéder. Felix Vontobel, qui est également ingénieur électricien, a travaillé de 1987 à 2020 chez Repower SA. Il a pris ses fonctions à l'ECom le 1^{er} juillet 2020.

Représentation des sexes et des régions linguistiques

Durant l'année sous rapport, l'ECom comptait trois femmes et quatre hommes, ce qui correspond à une représentation des femmes de 43 %. Par ailleurs, les régions linguistiques suivantes sont représentées à l'ECom : 5 germanophones, 1 francophone et 1 italophone.

9.1.2 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 tout en secondant la Commission sur le plan

administratif. Au 31 décembre 2020, le Secrétariat technique comptait 48 collaborateurs (dont 3 stagiaires) qui, occupés à temps plein ou à temps partiel, se partageaient 39,5 postes en équivalents plein temps (EPT). Les femmes sont au nombre de 18 et les hommes, de 27. La part des femmes est donc d'environ 40 %. L'âge moyen est de 43,1 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit (sans stagiaires) :

- Italien : 2 collaborateurs
- Français : 7 collaborateurs
- Allemand : 36 collaborateurs



Chef du Secrétariat technique
(48 collaborateurs)

Renato Tami
lic. en droit, avocat et notaire



Section Réseaux et Europe
(10 collaborateurs)

Michael Bhend
ing. dipl. EPFZ



Section Prix et tarifs
(15 collaborateurs)

Barbara Wyss
dr en économie



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)

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finances

L'ElCom disposait d'un budget de 12,6 millions de francs durant l'année sous rapport. Les dépenses effectives ont été de quelque 12 millions de francs. Ce montant a couvert l'ensemble des charges de personnel et d'exploitation de l'ElCom, y compris les dépenses supplémentaires particulières liées au remplacement de systèmes informatiques.

Quant aux recettes, elles ont atteint quelque 6,5 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.

9.3 Manifestations

Forum ElCom 2020

Le Forum ElCom 2020 a dû être annulé en raison de la pandémie de coronavirus. Le prochain Forum de l'ElCom est prévu le 5

novembre 2021 au Centre de la culture et des congrès (KKL) de Lucerne.

Séances d'information

Les séances d'information organisées d'ordinaire au printemps pour les gestionnaires de réseau n'ont-elles non plus pu se tenir sous la forme habituelle en raison de la pandémie de coronavirus. En guise d'alternative, le Secrétariat technique a enregistré les présen-

tations en trois langues et les a mises sur le site web de l'ElCom à la disposition de tous les intéressés. Les thèmes traités comprennent le contrôle des coûts, la comptabilité analytique et la révision de la LApEl et de la LEne.

Atelier sur la surveillance du marché

L'atelier annuel organisé par la section Surveillance du marché n'a également pas eu lieu. Le

prochain atelier sur la surveillance du marché doit se tenir le 28 mai 2021.

10 Annexe

10.1 Statistique des affaires traitées

Un total de 138 nouveaux cas ont été enregistrés en 2020, dont 64 cas (46 %) ont été déjà réglés au cours de l'année sous revue. Au total, 240 cas ont pu être réglés en 2020. Ainsi, le nombre de cas reportés des années précédentes, notamment de 2017, a de nouveau pu être réduit massivement au cours de l'année sous rapport. Les demandes simples, qui arrivent par courriel ou par le formulaire de contact disponible sur le site de l'ElCom, sont des questions de routine. Elles sont

généralement traitées en quelques heures ou quelques jours et ne débouchent que rarement sur des procédures. En 2020, l'ElCom en a reçu 440. À 18 exceptions près, ces demandes ont toutes été réglées la même année (taux de règlement de 96 %). Au total, 61 décisions ont été rendues au cours de l'année sous revue, dont une part considérable concernait des requêtes visant des renforcements de réseau.

Type d'affaire	Report des années précédentes ¹	Affaires enregistrées en 2020	Affaires réglées en 2020	Report en 2021
Cas concernant spécifiquement les tarifs	36	8	13	31
Renforcements du réseau	29	55	55	29
Autres cas	240	75	172	143
Total	305	138	240	203
Demandes simples	14	440	436	18
Total, y compris les demandes simples	319	578	676	221

¹ Le report est plus important que les années précédentes suite à un changement de méthode de saisie des données.

Tableau 7: Statistique des affaires traitées par l'ElCom en 2020

10.2 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 13 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.

10.3 Publications

Directives

24.03.2020	Comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive
26.03.2020	WACC de la production

Communications

18.03.2020	Comportement des installations de production d'énergie décentralisées en cas d'écart par rapport à la fréquence standard. Extension du programme de modernisation aux installations photovoltaïques > 30 kVA
07.04.2020	FAQ relatives au coronavirus
28.04.2020	Trading algorithmique
05.05.2020	Vereinbarung ElCom, ESTI und BFE bei PGV und SÜL (convention entre l'ElCom, l'ESTI et l'OFEN relative aux auditions dans les procédures de PAP et de PSE)
05.05.2020	Calcul du facteur de surcoût selon OLEI
05.05.2020	Facteur de surcoût (MKF). Fichier MKFactory
05.05.2020	Application de l'article 15c LIE dans le cadre de la procédure d'approbation des plans
07.07.2020	Revision EnG Vernehmlassung ElCom (prise de position de l'ElCom dans le cadre de la consultation sur la révision de la LEnE)
04.09.2020	Modèle de pratique concernant la consommation propre (« Praxismodell »)
26.08.2020	Questions et réponses sur la Stratégie énergétique 2050

Rapports et études

27.02.2020	Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée
18.05.2020	Transparence du marché en 2019. Rapport de l'ElCom
26.05.2020	Prise en compte du réseau suisse dans le calcul des capacités de l'UE
27.05.2020	Conséquences de la pandémie de coronavirus sur la consommation d'électricité européenne
06.06.2020	Rapport d'activité de l'ElCom 2019
17.06.2020	Schlussbericht ElCom System Adequacy 2030 (résumé en français : Adéquation du système électrique en 2030, 03.07.2020)
24.06.2020	Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre le 1er janvier 2015 et le 31 mai 2020
30.06.2020	Puissance et énergie de réglage 2019
28.08.2020	La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2020

10.4 Glossaire

Accès au réseau	Droit d'utiliser le réseau afin d'acheter de l'électricité auprès d'un fournisseur de son choix ou d'injecter de l'électricité.
ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (UE)
AES	Association des entreprises électriques suisses
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
ATF ou CBCA	Allocation transfrontalière des coûts ou « cross border cost allocation »
Blockchain ou chaîne de blocs	Liste extensible de séquences de données reliées entre elles au moyen de techniques cryptographiques
BT	Basse tension
CAC	Coûts d'achat et de construction (coûts d'acquisition et de construction)
CEATE	Commissions de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CERT	Équipe d'intervention en cas d'urgence informatique (« computer emergency response team »)
CMIT	Groupe de travail du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) voué aux questions d'intégrité et de transparence du marché (« CEER market integrity and transparency working group »)
CMPC (WACC)	Coût moyen pondéré du capital (« weighted average cost of capital »)
Consommateurs finaux	Clients qui achètent de l'électricité pour leur propre usage. L'achat d'électricité destinée à couvrir les besoins propres d'une centrale électrique et à assurer le fonctionnement des pompes des centrales de pompage-turbinage n'entre pas dans cette catégorie.

CORE	La région de calcul de la capacité CORE réunit les anciennes régions CWE (Europe du centre-ouest) et CEE (Europe du centre-est)
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
DFJP	Département fédéral de justice et police
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
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
FRN	Fonds de roulement net
Gestion du bilan d'ajustement	Mesures de maintien permanent de l'équilibre en énergie et en puissance dans le système électrique. Ces mesures comprennent notamment la gestion du programme prévisionnel, la gestion des mesures et la gestion de la compensation des bilans d'équilibre.
Gestion des congestions	Ensemble de mesures préventives (p. ex. détermination des capacités d'interconnexion transfrontalières disponibles (NTC), mise aux enchères des capacités) et de mesures opérationnelles (p. ex. redéploiement, réductions) visant à garantir l'exploitation sûre du réseau.
GR	Gestionnaire de réseau
Green Deal européen	Stratégie de croissance de l'UE pour une économie durable
GRT	Gestionnaire de réseau de transport

H4	Profil de consommation correspondant à un appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique
IN	Inbalanced Netting
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 Évaluation des réseaux de distribution suisses, éd. 2007).
kVA	Kilovoltampère
kWh	Kilowattheure
LApEI	Loi sur l’approvisionnement en électricité
MEAS/enchères MEAS	Service d’assistance mutuelle d’urgence (« mutual emergency assistance service »)
Médiane	Valeur située au milieu d’une série de données classées par taille : 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 robuste, c’est-à-dire 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
OApEI	Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité
NextGenerationEU	Plan de relance temporaire de l’UE pour réparer les dommages causés par la pandémie de Corona
OFEN	Office fédéral de l’énergie

Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (le régulateur du Royaume Uni)
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
OFS	Office fédéral de la statistique
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIC	Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques
PLEF	Forum pentalatéral de l'énergie (Pentalateral Energy Forum)
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
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 et à assurer l'interconnexion avec les réseaux étrangers. Les composants du réseau de transport sont notamment : 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.

RI	Rétribution unique
RRMs	Mécanismes de transmission d'informations par des fournisseurs de données enregistrés (« registered reporting mechanisms »)
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (gestionnaire de réseau français)
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 (SS ou 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.
TO	Technologies opérationnelles
STOR	Suspicious Trading and Order Report
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.

