



Rapport d'activité de l'ElCom 2021



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

Patrice Bachmann (page 1, 86)
ElCom / www.bildkultur.ch (page 4, 9, 72, 76)
Patrick Schilling (page 10)
Axpo Holding AG (page 22)
BKW Energie AG (page 34)
Pixabay (page 52, 61)

Tirage

D: 40, F: 20, I: 10

Paraît en allemand, français, italien et anglais · 6/2022

Table des matières

1	Avant-propos du président	4
2	Entretien avec le directeur	8
3	Sécurité de l'approvisionnement	10
3.1	Introduction	10
3.2	Rapports sur la sécurité de l'approvisionnement	10
3.2.1	Sécurité de l'approvisionnement en hiver : État des lieux des risques liés aux importations	11
3.2.2	Sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025 - « Analyse de la coopération entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité »	11
3.2.3	Surveillance de la sécurité de l'approvisionnement et proposition de l'EiCom au Conseil fédéral en vertu de l'art. 22, al. 4, LApEl	11
3.2.4	Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau Rapport à l'attention du DETEC / du Conseil fédéral	12
3.2.5	Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe	13
3.3	La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives	13
3.3.1	Rétrospective de l'hiver 2020/2021	13
3.3.2	Autres événements survenus en cours d'année	14
3.3.3	Situation durant l'hiver 2021/2022	14
3.4	Flux non planifiés	15
3.5	Cybersécurité	16
3.6	Qualité de l'approvisionnement	17
3.6.1	Disponibilité du réseau	17
3.6.2	Capacité d'importation	18
3.6.3	Capacité d'exportation	19
3.6.4	Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées	19
3.7	Services-système	20
4	Réseaux	22
4.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	22
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	28
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	30
4.3.3	Taux d'intérêt théorique WACC Réseau	30
4.4	Renforcements de réseaux	31
4.5	Société nationale du réseau de transport	33
5	Marché suisse de l'électricité	34
5.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses	34
5.2	Accès au marché et taux de changement	35
5.3	Tarifs du réseau de transport	37
5.4	Tarifs du réseau de distribution	38
5.5	Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec EDES	44
5.6	Examens des tarifs	44
5.7	Régulation Sunshine	48
5.8	Systèmes de mesure	48
5.9	Séparation des activités	49
5.10	Découverts de couverture	50
5.11	RCP, modèle pratique, RPC, rétribution de reprise de l'électricité	50
6	Surveillance du marché	52
6.1	Transparence sur le marché de gros de l'électricité	52
6.2	Surveillance du marché : les chiffres de 2021	54
6.3	Forte hausse des prix dans l'UE et en Suisse	55
6.4	Analyse de la situation aux frontières suisses, 2018 - 2021	58
6.5	Recommandations de l'EiCom concernant la déclaration d'informations privilégiées	59
7	Affaires internationales	61
7.1	Gestion des congestions	62
7.2	Merchant lines	65
7.3	Produits des enchères	65
7.4	Plateformes internationales pour l'énergie de réglage	67
7.5	Instances internationales	68
8	Perspectives	70
9	À propos de l'EiCom	72
9.1	Organisation et personnel	74
9.1.1	Commission	74
9.1.2	Secrétariat technique	75
9.2	Finances	77
9.3	Manifestations	77
10	Annexe	78
10.1	Statistique des affaires traitées	78
10.2	Statistique des séances	78
10.3	Publications	79
10.4	Glossaire	80

1 Avant-propos du président



Werner Luginbühl

Président de l'ElCom

L'année 2021 peut être considérée comme celle où un large public dans notre pays a pris conscience qu'un approvisionnement sûr en électricité n'ira pas de soi à l'avenir. Aux défis déjà connus à moyen terme après la mise hors service des centrales nucléaires en Suisse, sont venues s'ajouter, après la décision du Conseil fédéral en matière de politique européenne, de nouvelles incertitudes concernant le futur potentiel d'importation. Au cours du second semestre, la stratégie d'exportation de la Russie a entraîné des incertitudes supplémentaires et de fortes turbulences sur les marchés européens du gaz et de l'électricité.

Outre diverses activités telles que les réponses aux questions du public sur la consommation propre, les prescriptions en matière de séparation ou le stockage, l'ElCom a mené différentes procédures. Il s'agit notamment des procédures relatives à un examen individuel des tarifs et à d'autres examens des tarifs, ainsi qu'à la méthode du prix moyen ou au montant de la rétribution de reprise pour les énergies renouvelables. En outre, l'ElCom s'est consacrée à plusieurs projets tels que le renforcement des activités visant à remédier aux découverts de couverture et à mettre en œuvre une nouvelle in-

frastructure informatique pour la fourniture de données par les gestionnaires de réseau.

Personnel

Le 1^{er} novembre 2021, Urs Meister a repris la direction du secrétariat technique de l'ElCom. Urs Meister s'occupe depuis des années de manière approfondie des développements juridiques et réglementaires ainsi que des évolutions du marché dans le domaine de l'électricité et du gaz. La commission estime qu'il dispose des meilleures qualifications pour occuper cette fonction de direction.

Urs Meister a succédé à Renato Tami, qui dirigeait le secrétariat technique depuis la création de l'ElCom. Renato Tami a effectué un travail conséquent de mise en place et de consolidation au sein de l'ElCom pendant de nombreuses années. C'est en grande partie grâce à son engagement que l'ElCom est aujourd'hui largement reconnue par la branche et par les consommateurs et qu'elle jouit d'une bonne réputation. Cette performance mérite une grande reconnaissance et un grand merci.

Sécurité de l'approvisionnement

Du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, l'hiver 2020/2021 a été moins tendu. La situation était plus critique en automne/hiver 2021. Suite à la hausse des prix du gaz, les prix de l'électricité n'ont cessé d'augmenter au cours de l'année. La disponibilité des centrales nucléaires françaises a été inférieure à la moyenne. En conséquence, des prix records ont été enregistrés sur les marchés européens pendant les fêtes de fin d'année.

En raison de ces fortes hausses de prix, un acteur du marché s'est adressé à la Confédération par l'intermédiaire de l'ElCom durant la semaine de Noël 2021 pour demander un soutien temporaire en matière de liquidités. Le problème a été déclenché, entre autres, par les garanties élevées que plusieurs entreprises énergétiques européennes ont dû fournir pour

couvrir la différence entre le prix de transaction et la valeur courante du marché, en raison des tensions sur les marchés de l'énergie.

Avant et après Noël, l'ElCom a procédé à des clarifications approfondies concernant l'importance systémique, l'interconnexion avec des tiers, le maintien des fonctions critiques en cas d'insolvabilité, etc.

En raison de la détente survenue après Noël sur des marchés importants, la demande de soutien en liquidités a été retirée le 3 janvier 2022.

Suite à ces événements, la Confédération examine des mesures à court terme dans le cadre du droit en vigueur, afin de pouvoir réagir rapidement si le cas se présente à nouveau, ainsi qu'à long terme, afin de déterminer si de nouvelles règles ou directives sont nécessaires dans ce domaine pour éviter autant que possible de telles situations à l'avenir.

Les mesures possibles pourraient p. ex. viser à réduire l'importance systémique de certaines entreprises, en garantissant la poursuite de l'exploitation de fonctions potentiellement critiques pour le système, même en cas d'insolvabilité ou de procédure concordataire.

Sous la direction de l'ElCom, les autorités de la Confédération observent très attentivement l'évolution de la situation de l'approvisionnement en électricité en Suisse, en échangeant avec la branche. Fin 2021, aucune menace immédiate pour la sécurité de l'approvisionnement n'a été constatée pour la période hivernale restante. La disponibilité des centrales électriques en Suisse, en Allemagne et en Italie semble suffisante et la Suisse dispose de capacités d'importation suffisantes.

La nécessité d'agir à moyen terme n'a guère changé. Selon les perspectives énergétiques, il faut s'attendre à un doublement, voire parfois même à un triplement (>15 TWh) des besoins d'importation durant le semestre d'hiver

jusqu'en 2050. Des importations de plus de 10 TWh conduisent à exploiter le système à la limite de ses capacités, ce qui n'est pas envisageable compte tenu de l'importance de l'approvisionnement en électricité pour tous les domaines. De plus, dans l'optique actuelle, il n'existe pas de garanties suffisantes quant à la possibilité d'importer suffisamment d'électricité.

L'ElCom a résumé ces préoccupations dans un rapport au printemps 2021 et les a présentées aux deux commissions spécialisées des Chambres fédérales (CEATE-E/N) dans le cadre d'auditions.

Étude Frontier / Rupture des négociations sur l'accord-cadre / Proposition selon l'art. 9

L'étude Frontier, commandée par l'ElCom en collaboration avec l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et l'Association des entreprises électriques suisses (AES) était terminée en avril 2021. Cette étude a examiné les risques d'approvisionnement supplémentaires si un accord sur l'électricité avec l'UE n'était pas conclu. Les simulations de modèles de l'étude Frontier pour l'année 2025 montrent que, dans un scénario de stress avec des capacités d'importation nettement réduites, des pénuries d'approvisionnement pourraient se produire en Suisse dès 2025.

Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral a mis fin aux négociations avec l'UE sur un accord institutionnel. La probabilité d'occurrence de ce scénario de stress s'est donc considérablement accrue. Dès lors il était clair qu'en ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement, la Suisse pourrait être confrontée à un problème à court terme, en plus du problème à moyen et long terme.

Si la sécurité de l'approvisionnement est sérieusement compromise, l'ElCom propose au Conseil fédéral de prendre des mesures, conformément à l'art. 22, al. 4, LApEl. Le 10 juin 2021, l'ElCom a informé le Conseil fédéral de l'évolution prévisible des risques d'importation et a proposé d'entamer des travaux préparatoires en vue de prendre des mesures concrètes confor-

mément à l'art. 9 LApEl. Des mesures ont été proposées dans trois domaines :

- Réalisation anticipée de la réserve hydroélectrique basée sur les centrales hydroélectriques existantes
- Réalisation rapide du potentiel d'efficacité
- Préparation de la réalisation de centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe

Sur la base de ces propositions, le Conseil fédéral a demandé une semaine plus tard à l'ElCom d'élaborer un « concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » pour assurer la sécurité du réseau et de le soumettre fin novembre 2021 au Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) et au Conseil fédéral.

Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe

Le concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe a été élaboré en partant de l'hypothèse que de telles centrales ne seraient utilisées que pour garantir la stabilité de l'approvisionnement dans des situations d'urgence exceptionnelles. Ces réserves ont le caractère de groupes électrogènes de secours et devraient par conséquent être rarement mises en service. Ledit concept concerne donc en premier lieu un risque d'ap-

provisionnement spécifique à la Suisse. L'accent n'a pas été mis sur une protection contre des risques géopolitiques, par exemple en cas de pénurie de gaz dans toute l'Europe.

En ce qui concerne les dimensions de la réserve, les calculs probabilistes pour 2025 ont été approfondis sur la base de l'étude Frontier déjà disponible. Il en ressort qu'en cas extrême, une pénurie d'électricité peut durer plusieurs semaines, la puissance manquante des centrales variant fortement.

Une utilisation combinée des centrales à gaz de réserve et de la réserve hydroélectrique s'est avérée être la solution la plus efficace. En raison du volume de stockage limité, la réserve hydroélectrique ne dispose certes que d'une énergie limitée, mais une répartition sur différentes installations lui permet en revanche de couvrir brièvement d'importants pics de puissance. La combinaison avec une réserve inhérente aux centrales à gaz permet de prolonger considérablement la « capacité à durer » de la réserve hydraulique et donc de l'optimiser sans devoir la surdimensionner. À l'inverse, la puissance des centrales à gaz peut être minimisée.

Les investissements nécessaires pour deux centrales à turbines à gaz d'une puissance totale de 1000 mégawatts s'élèvent à environ 700

millions de francs. Le total des coûts fixes annuels pour le maintien de ces centrales s'élève à environ 65 millions de francs. Rapporté à la quantité d'énergie consommée annuellement en Suisse, cela représente un supplément d'environ 0,1 centime par kilowattheure.

L'EICom estime que la mise en réserve d'énergie dans le cadre des centrales à accumulation existantes, combinée à de l'énergie supplémentaire provenant de centrales à gaz et pouvant aller jusqu'à 1000 mégawatts, permet d'améliorer de manière substantielle et en temps voulu la résilience de l'approvisionnement en électricité, notamment au regard des risques identifiés pour 2025. La probabilité de devoir prendre des mesures de gestion beaucoup plus radicales en vertu de la loi sur l'approvisionnement économique du pays peut être considérablement réduite.

Je souhaite que la lecture de ce rapport d'activité vous donne un aperçu intéressant des multiples activités et tâches de l'EICom.



Werner Luginbühl
Président de l'EICom

2 Entretien avec le directeur

Urs Meister est depuis le mois de novembre 2021 à la tête du secrétariat technique de l'ElCom. Son entrée en fonction a coïncidé avec une période mouvementée.

Monsieur Meister, en 2021, le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité a fortement attiré l'attention du public. Mais l'ElCom n'a pas attendu cette année pour mettre en garde contre d'éventuelles pénuries d'approvisionnement. Que s'est-il passé ?

L'ElCom a déjà signalé les années précédentes les incertitudes liées à l'augmentation des besoins d'importation et les risques d'approvisionnement durant les mois d'hiver. L'année dernière, de nouvelles incertitudes se sont ajoutées après la rupture des négociations avec l'UE sur un accord institutionnel. Il était donc clair qu'il n'y aurait pas d'accord sur l'électricité pour les prochaines années et qu'un scénario catastrophe ne pouvait plus être exclu. Sans accord sur l'électricité, le commerce transfrontalier de l'électricité risque d'être fortement limité. Des simulations de modèles ont montré que, dans des scénarios de stress, il pourrait y avoir des pénuries d'approvisionnement en Suisse dès 2025.

Le Conseil fédéral a alors chargé l'ElCom d'élaborer un « concept relatif aux centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe ». L'ElCom est en principe neutre sur le plan technologique - pourquoi recommande-t-elle néanmoins cette technologie ?

L'ElCom s'engage en principe pour un cadre neutre en termes de technologie et de concurrence. Le mandat du Conseil fédéral découle de circonstances particulières : d'une part, l'évolution décrite ci-dessus a accru l'urgence de construire de nouvelles centrales. Il faut des centrales qui puissent être réalisées rapidement et qui soient prêtes dès le milieu des années 2020. Un développement aussi rapide n'est réaliste ni pour les nouvelles énergies renouvelables ni pour l'énergie hydraulique. D'autre part, ces centrales serviront uniquement de réserve. D'un point de vue économique, des

technologies flexibles et contrôlables avec des coûts d'investissement relativement faibles entrent en ligne de compte. Les centrales à turbines à gaz peuvent répondre à ces exigences.

Où en sont les négociations avec l'UE ? Où en sommes-nous ? De quoi la Suisse a-t-elle besoin pour continuer à bénéficier d'un approvisionnement en électricité sûr ?

En ce qui concerne un accord sur l'électricité global entre la Suisse et l'UE, la situation est actuellement au point mort. En revanche, des discussions ont lieu au niveau technique, notamment entre les gestionnaires de réseau de transport. Il s'agit avant tout de déterminer les capacités de réseau transfrontalières, de minimiser les flux d'électricité non planifiés et donc déstabilisants qui passent par le réseau suisse et d'intégrer les marchés internationaux de la puissance de réglage. La conclusion éventuelle d'accords techniques contribuerait sans aucun doute à la sécurité de l'approvisionnement. Cependant, ils ne peuvent pas remplacer le besoin d'une capacité de production supplémentaire dans le pays. Enfin, des incertitudes croissantes pèsent sur les possibilités de production et donc d'exportation de nos pays voisins.

À la fin de l'année, les prix de l'électricité ont atteint des niveaux records, non seulement dans l'UE, mais aussi en Suisse. Comment cela se fait-il et qu'est-ce que cela signifie pour nous ?

Les prix de gros de l'électricité, actuellement très élevés, sont surtout la conséquence de la forte hausse des prix du gaz. Les producteurs d'électricité nationaux peuvent-ils en profiter et dans quelle mesure ? Cela dépend de leurs stratégies de couverture et de l'évolution future des prix. Inversement, les consommateurs d'électricité sur le marché doivent s'attendre à des coûts nettement plus élevés

- également en fonction de leurs stratégies d'approvisionnement ou de couverture. Avec un certain retard, cette évolution touchera également les clients finaux relevant de l'approvisionnement de base, car de nombreux gestionnaires de réseau de distribution achètent une grande partie de leur électricité sur le marché. En fonction de la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs d'électricité, les augmentations de prix se refléteront donc également dans les tarifs pour 2023. Il est toutefois encore trop tôt pour se prononcer concrètement sur l'évolution des prix.

Justement à la fin de l'année, une entreprise énergétique a déposé une demande d'aide auprès de la Confédération parce qu'elle se trouvait dans une situation financière difficile en raison de l'augmentation des prix de l'électricité. La sécurité de l'approvisionnement pourrait-elle être menacée si l'une des grandes entreprises d'électricité connaissait de graves difficultés ?

L'insolvabilité d'une entreprise du secteur de l'énergie ne s'accompagne pas nécessairement d'une menace pour la sécurité de l'approvisionnement. La question de savoir si une entreprise est « d'importance systémique » ne dépend pas uniquement de sa taille, mais aussi de son modèle d'affaires concret et des rôles qui y sont liés sur le marché de l'électricité - par exemple en relation avec l'utilisation et la commercialisation de centrales électriques. Enfin, le contexte spécifique du marché joue également un rôle. Dans une situation tendue, avec des prix déjà exceptionnellement élevés et de faibles liquidités sur les marchés, les problèmes d'une seule entreprise peuvent être plus critiques pour la stabilité de l'ensemble du système que dans une situation de marché plus détendue. Il s'agit maintenant de déterminer si de nouvelles réglementations sont nécessaires et, le cas échéant, lesquelles. Des travaux ont été engagés en ce sens du côté de la Confédéra-

tion. L'ElCom et d'autres services de l'administration fédérale se coordonnent étroitement dans ce domaine et sont également en contact avec la branche.

Une question personnelle pour finir : en tant que nouveau directeur de l'ElCom, que souhaitez-vous pour 2022 ?

Tout d'abord, je souhaiterais, suite à la fin de la guerre en Ukraine une détente sur les marchés de l'énergie. Pour l'ElCom, je souhaite bien sûr que les politiques continuent à prendre en compte ses analyses et ses recommandations et surtout qu'ils les prennent au sérieux. Et ce, non seulement concernant la sécurité de l'approvisionnement, mais aussi concernant les autres thèmes où l'ElCom est engagée. Enfin, l'ElCom peut apporter une expertise solide et crédible, tant en raison de son expérience pratique que de son indépendance.



Urs Meister
Directeur de l'ElCom

« Il pourrait y avoir des pénuries d'approvisionnement en Suisse dès 2025 »

Personnellement, je me réjouis que la phase la plus difficile de la pandémie de coronavirus soit passée et que je puisse à nouveau entretenir davantage de contacts et d'échanges directs, que ce soit avec les collaborateurs ou même avec les représentants d'autres institutions.

3 Sécurité de l'approvisionnement



La force hydraulique joue un rôle clé dans l'approvisionnement de la Suisse en électricité, comme p. ex. le lac d'Emosson en Valais.

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 l'approvisionnement du pays est sérieusement compromis à moyen ou à long terme, l'ElCom propose au Conseil fédéral les mesures prévues 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.

Pour analyser la sécurité de l'approvisionnement future en Suisse, des analyses de bilan concernant la production hivernale ont été réalisées et publiées dans un document de base, tandis que l'étude ElCom Adequacy 2030 s'est concentrée sur des simulations probabilistes de la situation d'approvisionnement dans dix ans. Un rapport complet intitulé « Sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse 2020 » a également été rédigé. L'ElCom interprète les résultats de ces analyses de la manière suivante : pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en hiver, il est nécessaire d'augmenter fortement les capacités de production hivernale en Suisse.

3.2 Rapports sur la sécurité de l'approvisionnement

En 2021, l'ElCom a de nouveau élaboré une série de rapports techniques consacrés à l'évolution de

la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Ces rapports sont brièvement présentés ci-dessous.

3.2.1 Sécurité de l'approvisionnement en hiver : État des lieux des risques liés aux importations

Selon les perspectives énergétiques 2050+, il faut s'attendre à un doublement, voire parfois même à un triplement (>15 TWh) des besoins d'importation durant le semestre d'hiver jusqu'en 2050. Pour l'ElCom, un besoin d'importation pendant le semestre d'hiver de plus de 10 TWh pendant deux décennies équivaut à une congestion structurelle. Pour une infrastructure existentielle comme l'approvisionnement en électricité, qui doit être équilibrée en temps réel, cela signifie une exploitation du système assortie de risques considérables.

Un besoin structurel d'importation est critique, tant en raison de la diminution de la volonté d'exportation des pays voisins que dans la perspective de l'optimisation des marchés à l'échelle de l'UE. Des importations de plus de 10 TWh conduisent à une exploitation du système à la limite de ses capacités, ce qui n'est pas envisageable compte tenu de l'importance de l'approvisionnement en électricité pour tous les domaines et cela affaiblirait la position des acteurs suisses de l'économie électrique (réseau de transport fort, parc de centrales flexible).

3.2.2 Sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025 - « Analyse de la coopération entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité »

En collaboration avec l'Office fédéral de l'énergie OFEN, l'ElCom a commandé une « Analyse de la coopération entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité ». Ce document analyse les effets de différents scénarios de coopération avec l'UE.

Dans l'un de ces scénarios, il y a trop peu d'énergie disponible dans la situation de stress définie en Suisse. En raison des faibles capacités d'importation et de la pénurie d'énergie en hiver, les niveaux de remplissage des centrales à accumulation baissent rapidement. La situation devient critique à la fin du mois de mars. En moyenne, les besoins nationaux en électricité ne pourraient alors plus être couverts pendant plusieurs jours, il manquerait en moyenne quelques dizaines de gigawattheures d'énergie par an. Dans des hypothèses encore plus

sévères (pertes de production supplémentaires), l'approvisionnement pourrait même être interrompu pendant des semaines.

Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral a mis fin aux négociations avec l'UE concernant un accord institutionnel. Il faut donc s'attendre à ce que l'accord sur l'électricité n'aboutisse pas non plus, ou pas dans un délai raisonnable. Les résultats de l'étude « Analyse de la collaboration CH - UE dans le domaine de l'électricité » gagnent ainsi en importance. Ils ont également servi de base aux travaux supplémentaires décidés par le Conseil fédéral à la mi-juin concernant la sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme, le concept de centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe et l'analyse du potentiel par l'augmentation de l'efficacité jusqu'en 2025.

3.2.3 Surveillance de la sécurité de l'approvisionnement et proposition de l'ElCom au Conseil fédéral en vertu de l'art. 22, al. 4, LApEl

En vertu de l'art. 22, al. 3, LApEl, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) a pour mandat de surveiller l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable. Dans le cas où

la sécurité de l'approvisionnement du pays venait à être sérieusement compromise à moyen ou à long terme, l'ElCom propose au Conseil fédéral de prendre les mesures visées à l'art. 9 LApEl (art. 22, al. 4, LApEl).

L'ElCom a informé le Conseil fédéral de l'évolution prévisible des risques liés aux importations et a ainsi identifié les éventuelles mesures à prendre, notamment en vue de la situation critique de 2025. En raison des développements actuels au niveau européen, de l'augmentation des besoins en importations et de l'augmentation simultanée des risques liés aux importations (cf. également chap. 3.2.2), l'ElCom a proposé au Conseil fédéral, en juin 2021, d'entamer les préparatifs en vue de prendre des mesures concrètes (tant au niveau de la production que de la consommation) conformément à l'art. 9 LApEl.

Sur la base de ces propositions, le Conseil fédéral a demandé en juin à l'ElCom d'élaborer, en

collaboration avec Swissgrid, des mesures possibles côté réseau pour garantir la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau à court et moyen terme (cf. chap. 3.2.4) et de les soumettre au DETEC jusqu'en août 2021.

Par la suite, le Conseil fédéral a demandé à l'ElCom d'élaborer un « concept de centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » pour garantir la sécurité du réseau (cf. chap. 3.2.5) et de le soumettre au département ainsi qu'au Conseil fédéral jusqu'en novembre 2021. Parallèlement, le département a élaboré une analyse des potentiels d'amélioration de l'efficacité jusqu'en 2025 et l'a soumise au Conseil fédéral en même temps que le concept de l'ElCom.

3.2.4 Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau ; Rapport à l'attention du DETEC / du Conseil fédéral

En adoptant le message du 18 juin 2021 relatif à l'acte modificateur, le Conseil fédéral a demandé à l'ElCom d'élaborer en collaboration avec Swissgrid, d'éventuelles mesures au niveau du réseau pour garantir la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme et la stabilité du réseau, et de les soumettre au DETEC avant la fin août 2021.

Six paquets de mesures, qu'il s'agira encore d'analyser dans la perspective des problèmes qui pourraient se poser à partir de 2025, ont été identifiés :

1. Accords internationaux de droit privé concernant l'interconnexion (SAFA)
2. Remplacement anticipé des transformateurs de couplage
3. Optimisation des travaux de maintenance
4. Augmentation de la tension du réseau de transport

5. Coordination du réseau de transport avec le niveau de réseau 3
6. Adaptation du concept d'exploitation

L'évaluation des mesures montre que les mesures efficaces à court terme les plus importantes ont déjà été prises ou sont en cours de mise en œuvre. Il s'agit avant tout d'accélérer ces mesures et, si possible, de les mettre en œuvre avant 2025. L'ElCom examinera plus en détail les mesures supplémentaires identifiées susmentionnées en collaboration avec Swissgrid et d'autres acteurs de la branche.

L'ElCom recommande donc de poursuivre les travaux préparatoires pour des mesures prévues à l'art. 9 LApEl (efficacité, centrale à gaz de réserve, réserve hydraulique). Fin novembre, l'ElCom a soumis au DETEC les analyses correspondantes ainsi que des propositions.

3.2.5 Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe

Le 18 juin 2021, le Conseil fédéral a adopté le message concernant la « loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables » (acte modificateur unique de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité). Parallèlement, il a demandé à l'ElCom d'élaborer un « concept de centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » (inclus) et de le soumettre au DETEC jusqu'en novembre 2021. Le concept doit également fournir des informations sur la puissance nécessaire, les sites possibles, les coûts, le financement, le

stockage du gaz ainsi que la garantie de la neutralité climatique. Le concept doit être élaboré en partant de l'hypothèse que de telles centrales à gaz ne seraient utilisées que pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles. Il s'agit en premier lieu d'une pénurie d'électricité dans le pays ou d'un risque d'approvisionnement spécifique à la Suisse ; les centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe offrent un élément de sécurité supplémentaire. Le Conseil fédéral décidera probablement de la marche à suivre en 2022.

3.3 La sécurité de l'approvisionnement : rétrospective et perspectives

Afin de donner suite à son mandat de surveillance, l'ElCom observe la sécurité de l'approvisionnement à moyen et long terme à l'aide d'un

important dispositif de surveillance. Les chapitres suivants présentent les principaux résultats de ce dispositif pour l'exercice sous revue.

3.3.1 Rétrospective de l'hiver 2020/2021

L'hiver 2020/2021 a été le premier hiver après la mise hors service de la centrale nucléaire de Mühleberg. Alors qu'en décembre 2020, les centrales nucléaires restantes n'étaient pas toujours entièrement disponibles, ce fut le cas à partir du début de l'année 2021 pour le reste de l'hiver. Au début de l'année 2021, les lacs d'accumulation suisses étaient normalement remplis. La disponibilité du réseau de transport était bonne et les capacités d'importation et d'exportation étaient également à leur niveau habituel.

En revanche, la situation était tendue en France. En raison de travaux de révision retar-

dés par le Covid-19, un nombre exceptionnellement élevé de réacteurs étaient hors service en France, notamment en février 2021. Il fallait donc s'attendre à une forte exportation vers la France et donc à ce que les lacs d'accumulation suisses se vident rapidement. La situation en France s'est également détendue en raison d'une hausse des températures, notamment à partir de la mi-février 2021. Les lacs d'accumulation ont certes atteint leur niveau le plus bas depuis de nombreuses années, mais uniquement à partir de la mi-avril 2021, c'est-à-dire après la période la plus critique. Rétrospectivement, l'hiver 2020/2021 peut donc être qualifié de détendu.

3.2.2 Autres événements survenus en cours d'année

Au cours de l'année sous revue, deux coupures ont eu lieu sur le réseau électrique d'Europe continentale :

- Le 8 janvier, le réseau a été coupé en deux pendant environ une heure en raison d'une cascade de congestions dans le sud-est de l'Europe.
- Le 24 juillet, la péninsule ibérique a également été isolée pendant environ une heure, en raison d'un incendie de forêt qui a déclenché une cascade de coupures de lignes.

Ces deux incidents n'ont pas eu de conséquences plus importantes pour le réseau suisse.

Durant tout l'exercice, il n'y a pas eu de coupures de courant dues à des pannes sur le ré-

seau de transport maillé. En revanche, le siège de Swissgrid a été touché par une brève coupure du réseau de distribution régional. L'alimentation électrique de secours a fonctionné comme prévu, de sorte que le centre de contrôle de Swissgrid est resté opérationnel à tout moment.

Le maintien de la tension devient un défi de plus en plus important, en particulier pendant les périodes de faible charge. C'est précisément pendant les révisions des centrales nucléaires que les possibilités de compensation de la puissance réactive sont partiellement exploitées. Dans certains cas, des lignes ont dû être déconnectées pour maintenir la tension dans la plage correcte.

3.3.3 Situation durant l'hiver 2021/2022

La hausse des prix du gaz mais aussi d'autres matières premières a entraîné une augmentation continue des prix de l'électricité au cours de l'année 2021. En outre, la disponibilité des centrales nucléaires françaises était inférieure à la moyenne (les quatre plus grands réacteurs ont été mis à l'arrêt à la mi-décembre 2021 pour des raisons de sécurité), ce qui a contribué à l'augmentation des prix. En raison de ces différents facteurs, le marché français en particulier a affiché des prix records pendant les fêtes de fin d'année. Cependant, le marché suisse et les marchés des pays voisins n'ont pas non plus échappé à cette tendance. Les situations du marché et de l'approvisionnement étant tendues, l'ElCom a surveillé de plus près la situation de l'approvisionnement avec l'aide d'autres autorités fédérales et de Swissgrid.

Après que la situation sur le marché se soit un peu détendue début 2022, les prix ont à nouveau augmenté en raison de l'attaque russe contre l'Ukraine. Ce sont surtout les incertitudes quant aux livraisons de gaz russe à l'Europe qui ont entraîné une hausse des prix. Ces incerti-

tudes continuent de toucher le marché du gaz en Europe et donc également celui de l'électricité.

Malgré les prix élevés du marché et la disponibilité inférieure à la moyenne des centrales nucléaires françaises, la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse a été garantie en permanence durant l'hiver 2021/2022. D'une part, ce résultat est dû aux bonnes possibilités d'importation. Grâce à la bonne disponibilité du réseau de transport, les capacités d'importation ont été élevées. De plus, il y avait encore suffisamment de capacités de production en Europe (notamment en Allemagne et en Italie), ce qui, combiné aux capacités d'importation, a eu un effet positif sur la situation de l'approvisionnement en Suisse à la fin de l'hiver. D'autre part, la disponibilité des centrales nucléaires suisses a été bonne, et le niveau des lacs d'accumulation est resté dans la fourchette habituelle.

L'évolution de la situation géopolitique liée à la guerre en Ukraine a été et reste imprévisible. Si une pénurie de gaz venait à se déclarer dans toute l'Europe, il y aurait également des

répercussions sur les possibilités de production d'électricité, notamment en Allemagne et en Italie, et donc sur les possibilités d'importation de la Suisse pour l'hiver prochain.

La rétrospective de l'hiver 2021/2022 montre une fois de plus que de bonnes possibilités d'im-

portation sont déterminantes pour la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Ces possibilités d'importations ne sont pas garanties en permanence à l'avenir, que ce soit parce que les pays voisins manquent de capacités de production ou parce que les capacités d'importations sont limitées en raison de la règle des 70 % de l'UE.

3.4 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 de longue haleine et plus poussés de Swissgrid et de l'ElCom enregistrent des progrès. Un contrat a pu être conclu avec la zone de calcul de capacité « Italy North » de l'UE, qui garantit l'égalité de traitement entre la frontière sud de la Suisse et les autres frontières nord de l'Italie. Ce contrat a été signé par Swissgrid et les gestionnaires de réseau de transport de la zone « Italy North », après avoir été examiné par l'ElCom ainsi que par les autorités de régulation des autres pays concernés. Ce contrat doit être renouvelé chaque année et se base sur un calcul de capacité au moyen de la NTC.

Les travaux de Swissgrid et de l'ElCom se sont également poursuivis afin de parvenir à une solution similaire aux frontières nord de la Suisse avec la région de calcul de capacité « Core ».

Dans ce cas, un accord reste plus difficile et incertain. Dans la zone « Core », c'est le couplage de marchés sur la base des flux d'énergie qui s'applique ; en l'absence d'accord sur l'électricité, la Suisse en est exclue. L'objectif est de parvenir à une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité, de sorte que des flux non planifiés n'entraînent de congestions que dans des situations exceptionnelles. À l'avenir, la Suisse doit également être prise en compte lorsque des méthodes apparentées au calcul de capacité sont utilisées (p. ex. Redispatch et Countertrading). De plus, ce n'est qu'avec un tel accord que les pays voisins de la Suisse pourront, du point de vue de l'UE, inclure les flux avec la Suisse dans leur objectif respectif de 70 %.

À long terme, l'UE prévoit d'étendre le couplage de marché basé sur les flux à l'Italie. Une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité n'en serait que plus importante. Un accord avec la région « Core » constituerait néanmoins une bonne base.

Un autre problème de flux non planifiés et menaçant la sécurité du système est lié aux plateformes d'échange d'énergie de réglage, qui deviennent maintenant opérationnelles les unes après les autres. Actuellement, la Suisse participe à ces plateformes, mais sa participation future est incertaine. Sans la participation de la Suisse, de tels flux non planifiés pourraient se produire en temps réel, pratiquement sans avertissement préalable.

3.5 Cybersécurité

Les réseaux électriques sont de plus en plus contrôlés et surveillés par des technologies de l'information et de la communication « intelligentes ». Ces systèmes offrent au gestionnaire de réseau davantage de possibilités de pilotage ; ils permettent un fonctionnement plus efficace du système et donnent la possibilité de proposer de nouveaux services. Toutefois, l'interconnexion croissante liée aux technologies de l'information accroît aussi le risque que, par exemple, des pirates informatiques pénètrent dans le réseau électrique et portent atteinte à la disponibilité¹, à l'intégrité² ou à la confidentialité³ des données ou 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 les cas extrêmes, une panne de courant à grande échelle peut entraîner des dommages importants selon les scénarios de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP). Ainsi, la cybersécurité devient un facteur déterminant pour garantir un approvisionnement sûr.

Conformément à l'art. 22, al. 3, LApEI, l'EiCom observe et surveille l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays. Cela implique également des risques liés aux technologies de l'information ; l'EiCom accorde donc également l'attention nécessaire au niveau de cybersécurité chez les gestionnaires de réseau.

Avec l'interconnexion croissante, la cybersécurité continue de prendre de l'importance. La mise en œuvre, efficace et basée sur les risques, de différents documents de la branche est non seulement saluée par l'EiCom, mais elle est aussi une condition préalable. Il s'agit des documents de la branche de l'AES « ICT Continuity », « Manuel protection de base pour les technolo-

gies opérationnelles de l'approvisionnement en électricité » et « Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents » conformément au « Guide pour la protection des infrastructures critiques » de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP). Au cours de l'exercice, l'OFEN a commencé à réviser les prescriptions relatives à la cybersécurité dans la LApEI. Des normes minimales contraignantes sont au centre de cette démarche. L'EiCom a mené des discussions intensives à ce sujet avec l'OFEN ainsi qu'avec les parties prenantes concernées. Ces discussions ont permis, d'une part, d'améliorer la compréhension mutuelle de la future réglementation dans le domaine de la cybersécurité et, d'autre part, d'affiner le nouveau concept de surveillance de l'EiCom. Le renforcement de la cybersécurité matérielle est au cœur de la future surveillance basée sur les risques. Cet objectif doit être atteint par le biais d'entretiens de surveillance, de demandes de documents, d'enquêtes ciblées et de contrôles approfondis ainsi que d'informations et de sensibilisations ciblées sur des thèmes pertinents. De plus, ces activités de surveillance permettent à l'EiCom de se faire une idée de l'état de la cybersécurité et de compléter le bilan de la situation. Lors de la mise en œuvre de la nouvelle réglementation et de la surveillance, il faut veiller à ce qu'elles soient compatibles avec le nouveau Network Code Cybersecurity de l'UE.

Durant l'année sous revue, l'EiCom a continué à participer à l'élaboration de l'obligation d'annoncer les cyberincidents dans le cadre de la révision de la loi sur la sécurité de l'information (LSI) ainsi qu'à l'audit de cybersécurité réalisé par le Contrôleur fédéral des finances (CDF) auprès de Swissgrid.

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

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

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

3.6 Qualité de l'approvisionnement

3.6.1 Disponibilité du réseau

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

à une cause fonctionnelle ou à l'influence de tiers. Pour évaluer la disponibilité du réseau, l'ElCom analyse les coupures des 94 plus grands gestionnaires de réseau de Suisse. Ceux-ci réalisent 88 % du chiffre d'affaires lié à l'énergie produite en Suisse. En 2020, ces 94 gestionnaires de réseau ont enregistré 5176 coupures non planifiées (cf. tableau 1). Le nombre de coupures non planifiées a donc baissé 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.

	2017	2018	2019	2020	2021 ¹	Unité
Coupures	4'814	6'495	5'780	5'176		Nombre
SAIDI	10	14	8	12		Minutes par consommateur final
SAIFI	0.21	0.27	0.17	0.21		Coupures par consommateur final

¹ Les chiffres concernant la qualité de l'approvisionnement en 2021 seront publiés au mois de juin 2022 et pourront être consultés sur le site internet de l'ElCom.

Tableau 1 : Évolution de la qualité de l'approvisionnement en Suisse de 2016 à 2020 (coupures non planifiées uniquement)

En 2020, la durée moyenne des coupures non planifiées était de 12 minutes par consommateur final, cet indicateur augmentant de 4 minutes dans tout le pays par rapport à l'année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a augmenté en 2020 par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0,21 par consommateur final.

La disponibilité du réseau suisse demeure très bonne. L'approvisionnement de la Suisse offre également une qualité élevée en comparaison internationale. Selon le « 6.1th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply », la Suisse fait partie du groupe des pays européens ayant la qualité d'approvisionnement la plus élevée d'Europe.

3.6.2 Capacité d'importation

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

La NTC indique quelle capacité de transport transfrontalière peut être utilisée entre la Suisse et les États voisins pour des échanges commerciaux par des négociants pour les importations ou les exportations, sans contrevenir

aux normes de sécurité. Swissgrid détermine les valeurs horaires pour chacune des quatre frontières de la Suisse en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins. La capacité d'importation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage suisse, est comptabilisée dans la capacité d'importation 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 ce qu'on appelle la frontière nord, d'autre part pour chaque frontière spécifique entre la Suisse et ses voisins. Sur une base horaire, la NTC peut être plus volatile que les valeurs reflétées dans les moyennes annuelles des valeurs d'importation et d'exportation.

NTC D'IMPORTATION (MW)	2017	2018	2019	2020	2021
Total	6'987	6'756	6'657	6'982	6'562
Frontière nord (AT, DE, FR)	5'265	5'034	4'936	5'260	4'841
France	3'007	2'772	2'678	2'944	2'923
Allemagne	1'501	1'396	1'343	1'264	1'347
Autriche	757	866	915	1'052	571
Italie	1'722	1'722	1'721	1'722	1'721

Tableau 2 : Évolution de la capacité d'importation disponible (NTC) de la Suisse entre 2016 et 2021 (moyennes annuelles des NTC horaires)

La capacité d'importation a diminué en 2021 en raison d'une baisse de la capacité d'importation

en provenance d'Autriche, due à des travaux d'entretien prolongés dans la région de Pradella.

3.6.3 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 de l'approvisionnement de notre pays et celle 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 à ses frontières nord avec la France, l'Allemagne et l'Autriche.

NTC D'EXPORTATION (MW)	2017	2018	2019	2020	2021
Total	9'129	8'769	7'933	8'658	8'289
Frontière nord (AT, DE, FR)	6'207	6'115	5'415	5'928	5'497
France	1'180	1'184	1'163	1'136	1'209
Allemagne	4'000	3'888	3'491	3'708	3'629
Autriche	1'027	1'043	761	1'084	659
Italie	2'922	2'654	2'518	2'730	2'792

Tableau 3 : Évolution de la capacité d'exportation disponible (NTC) de la Suisse entre 2016 et 2021 (moyennes annuelles des NTC horaires)

Comme la capacité d'importation, la capacité d'exportation a aussi diminué en 2021 en raison d'une baisse de la capacité d'exportation vers l'Autriche (même raison que

pour l'importation). En moyenne, les augmentations et les diminutions sont restées limitées aux deux autres frontières nord de la Suisse et à sa frontière sud (Italie).

3.6.4 Rénovation des installations de production d'énergie décentralisées

De nombreuses installations de production d'énergie photovoltaïque dans la zone de réglage suisse ainsi que 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 prévenir ces risques, il faut s'assurer dans toute l'Europe - et donc aussi dans la zone de réglage suisse - qu'aucune autre installation,

qui ne respecte pas les réglages de protection nécessaires, ne puisse se raccorder au réseau.

L'ElCom a donc édicté le 6 mars 2018 la directive 1/2018 et l'a publiée sur son site Internet. 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 avec 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.

L'objectif fixé par l'ElCom d'une puissance maximale de 200 MVA provenant d'installations photovoltaïques non conformes n'a pas pu être atteint avec le programme de modernisation 1. L'ElCom a donc décidé d'étendre le programme de modernisation à toutes les installations photovoltaïques dont la puissance de raccordement est supérieure à 30 kVA (programme de modernisation 2). Le programme de modernisation 2 a été lancé en janvier 2020 et oblige les gestionnaires de réseau à garantir la conformité des installations photovoltaïques concernées dans leur zone de desserte avant fin 2022 au plus tard. Jusqu'à fin 2021, plus de 40 % des gestionnaires de réseau de distribution ont achevé le programme de modernisation 2.

3.7 Services-système

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

Cet ajustement se fait 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 mar-

ché. Les coûts qui en découlent sont imputés aux clients finaux par le biais des tarifs pour les services-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. Financièrement parlant, c'est toutefois la puissance de réglage qui représente la part la plus importante des services-système. Durant l'exercice, les coûts totaux pour la puissance de réglage se sont montés à 179 millions de francs. Il s'agit d'une forte augmentation par rapport aux années précédentes. L'une des raisons est que Swissgrid doit conserver plus de puissance de réglage en raison de la mise en œuvre du System Operation Guideline (règlement SOGL). Une autre raison est la forte augmentation des prix de l'électricité depuis la mi-2021. Il en résulte que la puissance de réglage devient également plus chère. La figure 1 montre l'évolution des coûts de la puissance de réglage au cours des cinq dernières années.

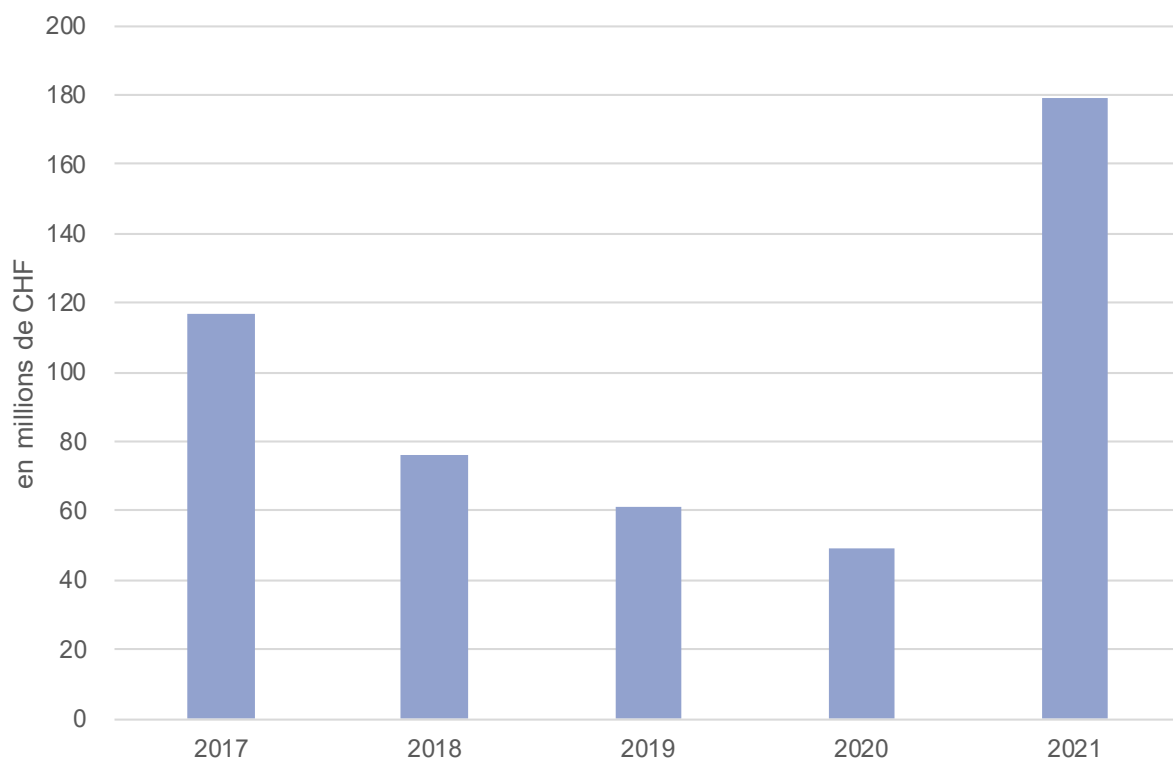


Figure 1 : Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2017 à 2021

Depuis 2016, Swissgrid achète par anticipation une partie de la puissance de réglage pour le printemps. Cela garantit d'une part la disponibilité des réserves d'eau et augmente d'autre part la sécurité de planification pour les exploitants des centrales à accumulation. L'acquisition anticipée est importante pour la gestion des risques et la compréhension de leurs rôles par les acteurs. Durant l'exercice, les coûts totaux pour l'acquisition anticipée se sont montés à 6 millions de francs, ces derniers étant donc inférieurs aux quelque 12 millions de 2020.

Afin d'augmenter la liquidité, Swissgrid développe régulièrement les produits de réglage. Ainsi, 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 secon-

daire positive et négative. En passant à un produit asymétrique, il est désormais possible pour le fournisseur d'offrir de la puissance de réglage secondaire, soit positive ou soit négative. Cela permet également à Swissgrid de se procurer la quantité correspondante de manière plus sélective. En outre, l'acquisition de la puissance de réglage primaire a été adaptée en 2020. Celle-ci est désormais achetée quotidiennement en six blocs de 4 heures. Comme mentionné ci-dessus, Swissgrid a dû augmenter la quantité de réserve de puissance de réglage durant l'exercice afin de respecter les prescriptions du règlement SOGL (System Operation Guideline de l'UE). Afin d'augmenter encore la liquidité, des produits de réglage sont également achetés dans une moindre mesure via des plateformes internationales, notamment la puissance de réglage primaire (FCR) ainsi que, depuis octobre 2020, l'énergie de réglage tertiaire (Replacement Reserve).

4 Réseaux



Un réseau électrique correctement aménagé et bien entretenu est essentiel pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse en électricité. Les pylônes des lignes électriques jalonnant la plaine de la Linth en Suisse orientale.

4.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

L'ensemble du réseau électrique suisse est exploité par quelque 620 gestionnaires de réseau et s'étend sur 207 934 km, soit environ cinq fois la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau 7) représentent 71 % tandis que le réseau de transport national de Swissgrid (niveau de réseau 1) ne représente avec environ 6700km qu'un peu plus de 3 % en tout. Les kilomètres restants se répartissent sur les niveaux de moyenne tension (niveaux de réseau 3 et 5). Dans le cadre des rapports réguliers en lien avec la comptabilité analytique, l'ElCom surveille chaque année les réseaux électriques suisses en fonction des différentes catégories d'installations. Le nombre d'installations

dans la plupart des catégories a quelque peu augmenté ces dernières années. Conformément aux attentes, le nombre des lignes aériennes et des transformateurs aériens a baissé en raison du câblage progressif, alors que la part des lignes souterraines et des stations transformatrices a augmenté. Le réseau électrique s'est développé de 2 % entre 2016 et 2020. Pour les quelque 5,7 millions de points de mesure, on compte environ 5,5 millions de destinataires de factures en 2020. Selon l'Office fédéral de la statistique (OFS), la Suisse compte 0,6 million d'entreprises (2019) et près de 8,6 millions d'habitants (2020). La croissance démographique entre 2016 et 2020 a été de près de 3 %.

Classe d'installations	2016	2017	2018	2019	2020	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	119'277	120'509	122'616	124'941	130'205	km
Lignes souterraines HT (NR3)	1'924	1'992	1'906	2'053	1'968	km
Lignes souterraines MT (NR5)	34'044	34'675	35'307	36'433	36'428	km
Lignes souterraines BT (NR7)	78'011	79'269	80'029	82'179	81'264	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	54'240	55'011	57'091	58'891	59'108	km
Lignes aériennes et câbles THT (NR1)	6'629	6'590	6'652	6'717	6'717	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR3)	6'738	6'791	6'777	6'788	6'658	km triphasé
Lignes aériennes HT (NR5)	10'061	9'784	9'458	9'346	8'818	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	11'621	8'150	7'663	7'899	6'972	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	893	1'056	819	825	823	Nombre
Transformateurs NR2	148	151	145	147	149	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹	159	164	167	163	168	Nombre
Transformateurs NR3 ²	79	77	76	76	87	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹	2'577	2'600	2'586	2'680	2'431	Nombre
Transformateurs NR4	1'142	1'150	1'143	1'153	1'143	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹	2'011	2'078	2'163	2'929	2'246	Nombre
Transformateurs NR5 ²	75	72	73	74	77	Nombre
Transformateurs NR5 ¹	30'836	29'934	30'685	39'486	39'411	Nombre
Stations transformatrices NR6	53'024	53'144	53'730	54'850	54'142	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5'402	5'457	5'265	5'487	4'993	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	174'377	174'917	177'430	182'325	191'488	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5'512'743	5'573'672	5'635'760	5'779'344	5'715'085	Nombre
Nombre de gestionnaires de réseau pris en compte	643	636	630	632	623	

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

2) Bien que la transformation intervienne habituellement aux niveaux de réseau pairs, elle peut aussi avoir lieu dans certains cas à des niveaux de réseau impairs, par exemple pour compenser des plages de tension variables au sein du même niveau de réseau (p. ex. 110 et 50 kV au NR 3).

Tableau 4 : Installations du réseau électrique suisse

La valeur totale du réseau électrique suisse est de l'ordre de 21,5 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 0,2 milliard par rapport à l'année précédente. Simultanément, les produits de l'utilisation du réseau de distribution payés par les consommateurs finaux (hors redevances et prestations aux collectivités ainsi que redevances pour les énergies renouvelables) sont restés au niveau de l'année précédente, soit 3,3 milliards de francs.

Les figures suivantes montrent comment, pour le réseau de distribution, la propriété et les revenus d'utilisation du réseau se répartissent selon la taille des entreprises, par rapport à la somme de leurs valeurs résiduelles de placement. Dans les deux figures, les 100 plus grands gestionnaires de réseau sont subdivisés en groupes de dix (1 - 10, 11 - 20, etc.) selon leur taille, les

quelque 520 gestionnaires de réseau restants formant le groupe « Autres ». Les dix plus grandes entreprises (bleu foncé) détiennent ensemble juste 43 % de tous les actifs déclarés (figure 2), soit environ autant que les 90 gestionnaires suivants par la taille (groupe 11 - 20 à groupe 91 - 100). Les quelque 520 petits gestionnaires de réseau (« Autres », bleu clair) ne détiennent au total que 15 %. C'est à peu près le même montant que cinq ans auparavant.

La répartition est similaire en ce qui concerne la rémunération pour l'utilisation du réseau (figure 3). Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) détiennent environ 44 % de tous les revenus ; ce chiffre est également resté constant au cours des cinq dernières années. La part des quelque 520 petits gestionnaires de réseau (« Autres », bleu clair) dans le total des revenus est en légère baisse et se situe encore à 14 %.

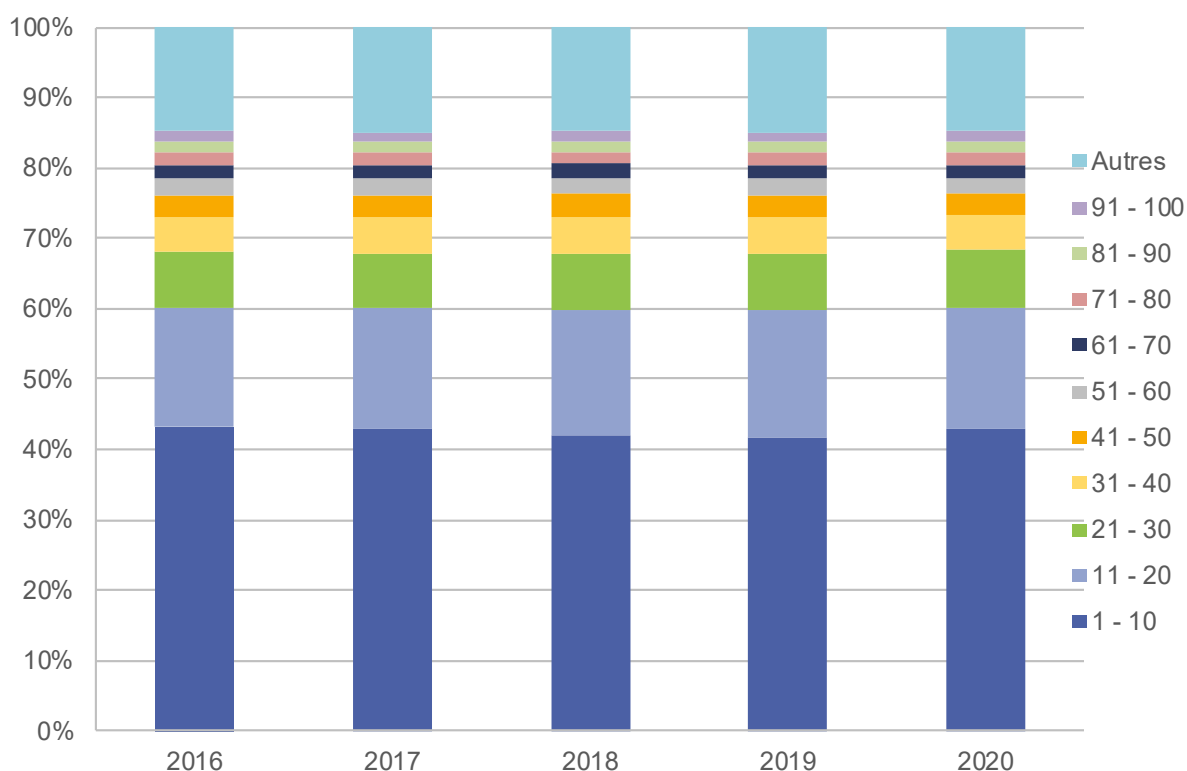


Figure 2 : Répartition des parts de propriété du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

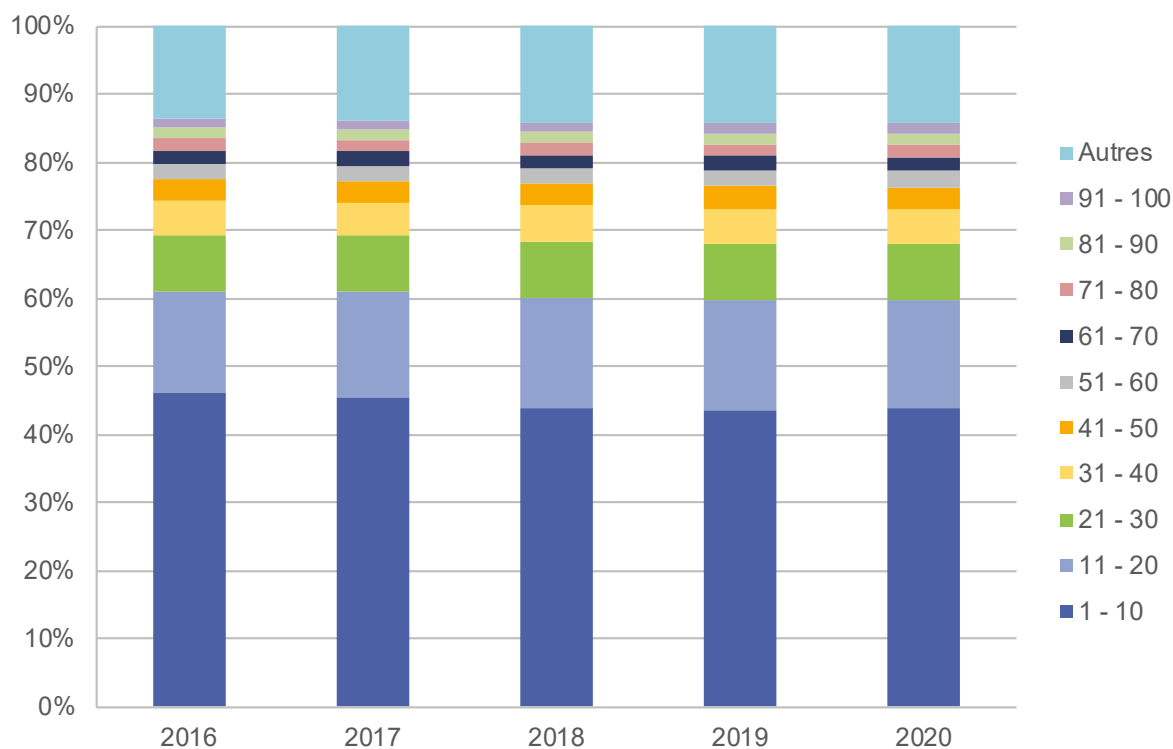


Figure 3 : Répartition du produit de l'utilisation du réseau de distribution (en %) en fonction de la taille des entreprises

Pour 2020, les gestionnaires de réseaux de distribution ont déclaré des coûts totaux du réseau (y compris redevances et prestations ainsi que suppléments sur le réseau de distribution) de 5,1 milliards de francs. Ces coûts reposent sur les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficace, conformément à la législation sur l'approvisionnement en électricité. À ce montant s'ajoutent les dépenses fiscales ainsi que les redevances et prestations aux collectivités publiques. Les suppléments sur le réseau de transport sont également pris en compte. En revanche, cette somme ne prend pas en compte les coûts en amont encourus par les différents gestionnaires de réseau, car ces coûts apparaissent comme des revenus auprès des fournisseurs en amont correspondants et constituent donc globalement un poste neutre.

La composante la plus importante des coûts du réseau de distribution reste les coûts d'exploitation et de capital avec une part de 68 %, soit 3,4 milliards de francs (figure 4).

La part des redevances et prestations a augmenté de huit points de pourcentage ces cinq dernières années pour s'établir à 31 %. Cette part comprend les redevances et prestations des cantons et des communes (8 % des coûts) ainsi que les taxes incitatives prévues par la législation fédérale pour encourager les énergies renouvelables (avec 2.3 ct./kWh, 23 % des coûts). La hausse de cette position au cours des années précédentes s'expliquait principalement par l'augmentation progressive de 2014 à 2018 de la taxe incitative prévue par la loi pour les énergies renouvelables.

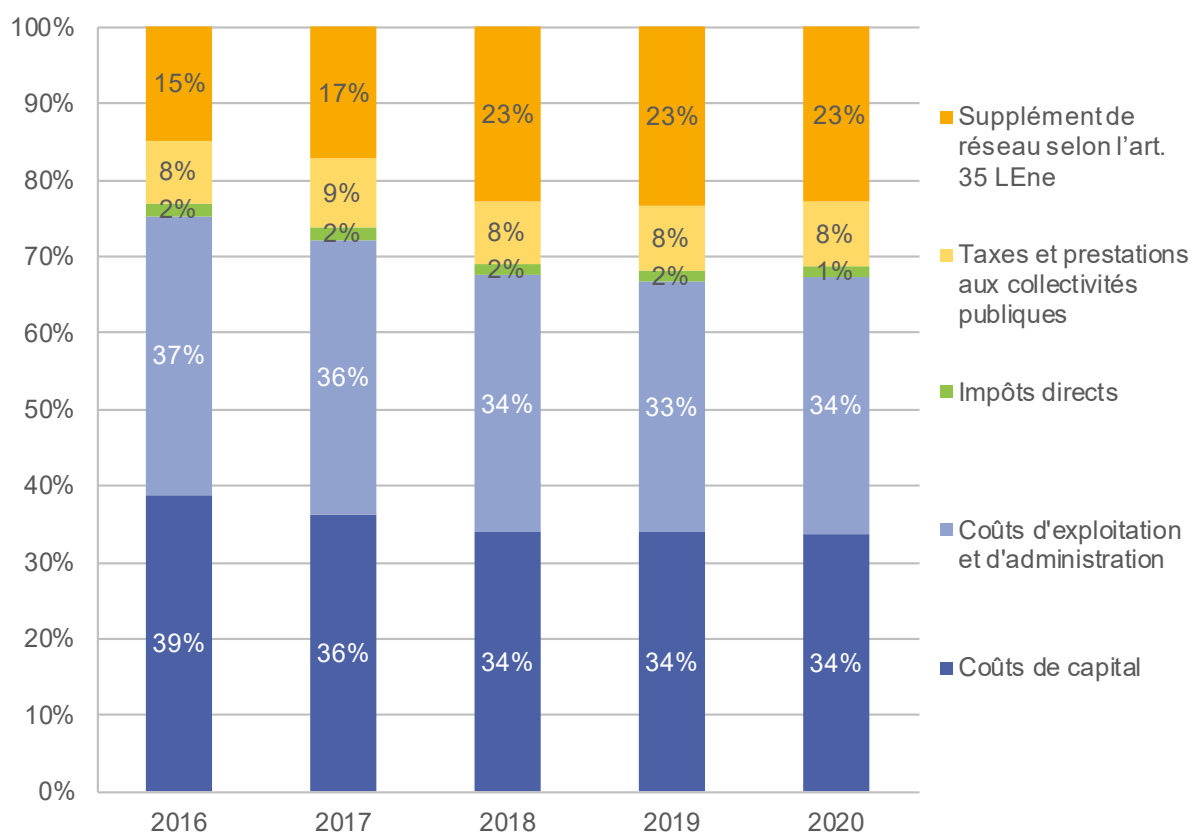


Figure 4 : Composition des coûts du réseau de distribution

Dans son rapport annuel 2020, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 507 millions de francs et de 155 millions pour les services-système. Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 5,1 milliards de francs aux coûts cumulés de 0,7 milliard de francs pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à 5,8 milliards de francs. La figure 5 montre la répartition de ces coûts entre les différents niveaux de ré-

seau (NR). Le réseau de distribution local (NR7) représente une bonne moitié des coûts, soit environ 2,9 milliards de francs. Un cinquième des coûts est généré par le niveau NR5, alors que les parts de coûts des trois niveaux de transformation (NR2, NR4, NR6) - les liens entre les différents niveaux - sont relativement faibles. Le réseau à très haute tension (NR1, y compris SDL) exploité par Swissgrid représente une part de 12 % des coûts totaux du réseau électrique suisse.

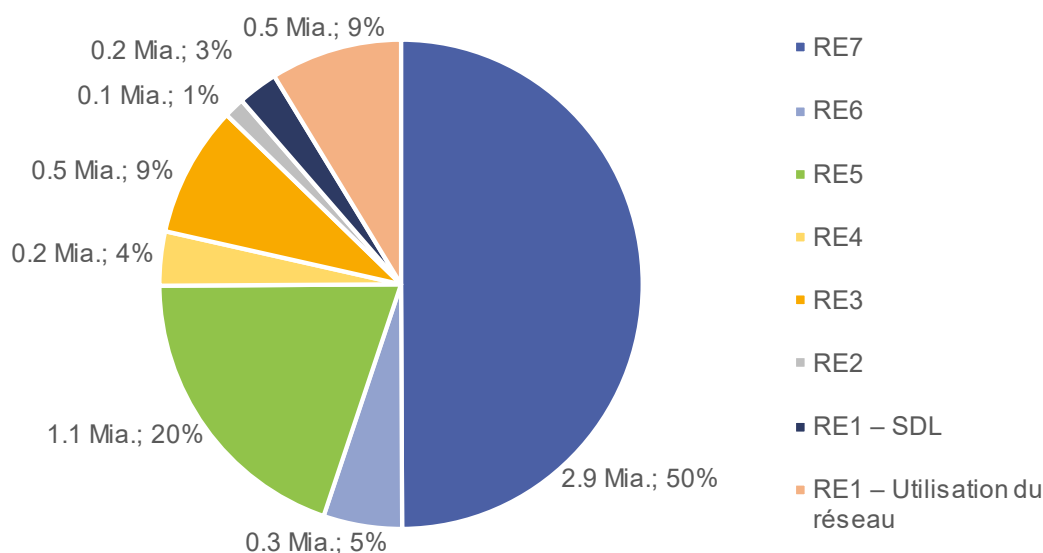


Figure 5 : Coûts en milliards de francs et parts des coûts du réseau électrique suisse (y c. redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2–7), 2020

4.2 Développement et planification des réseaux

4.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Conformément à l'art. 9a LApEl, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) établit 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. Pour établir le 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 concernés. Le scénario-cadre doit être vérifié tous les quatre ans conformément à l'art. 5a OApEl et actualisé si nécessaire. Le 24 novembre 2021, l'OFEN a lancé la consultation sur le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique.

L'art. 9d LApEl entré en vigueur le 1^{er} juin 2021 stipule que la société nationale du réseau de transport soumet son plan pluriannuel à l'exa-

men de l'ElCom dans les neuf mois suivant l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral. Le contenu de la planification pluriannuelle est décrit dans l'article 6a OApEl, également entré en vigueur le 1^{er} juin 2021.

Comme aucun scénario-cadre n'est encore disponible, la planification pluriannuelle de Swissgrid se réfère au rapport sur le réseau stratégique 2025, datant de début 2015. Le 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 transport à l'échelle de toute la Suisse. Le rapport peut aussi contribuer à améliorer la coordination transfrontalière dans l'utilisation et le financement du réseau. Les ordres de grandeur mentionnés pour les investissements dans les extensions et le maintien

du réseau semblent plausibles. Sur la base de cette planification, la pérennité de la valeur du réseau de transport peut donc être assurée.

De manière générale, le rapport sur le réseau stratégique 2025 tient compte du critère de l'adéquation des investissements (art. 22, al. 3, LApEl). Les incertitudes concernant la « performance » du réseau semblent cependant nettement plus grandes que ne le 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 pertinence de l'analyse coûts-bénéfice. Dans la perspective du financement transfrontalier (CBCA), il s'agira d'approfondir les discussions sur la méthode menées entre Swissgrid et l'ElCom ainsi que dans tous 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 incertitudes qui caractérisent l'appréciation de l'utilité entachent aussi l'évaluation du critère d'efficacité. C'est pourquoi il faut là aussi mener les mêmes réflexions quant à la sensibilité que pour les incertitudes concernant l'utilité.

4.2.2 Planification pluriannuelle des réseaux de distribution

Conformément à l'art. 9b LApEl, chaque gestionnaire de réseau doit fixer les principes qui sont appliqués à la planification du réseau. Pour ce faire, il faut notamment tenir compte du fait que, en règle générale, une extension du 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. Cela comprend également l'obligation de mettre les informations nécessaires gratuitement à la disposition des autres gestionnaires de réseau. Pour ce faire, les gestionnaires de réseau associent de manière appropriée les cantons concernés et les autres acteurs concernés à la planification.

L'art. 9d LApEl est entré en vigueur le 1^{er} juin 2021. Celui-ci prévoit que, sur la base du scénario-cadre et en fonction des besoins supplémentaires pour leur zone de desserte, les gestionnaires de réseau établissent, pour leurs réseaux d'une tension nominale supérieure à 36 kV, 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, également entré en vigueur le 1^{er} 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.

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'électri-

cité (PSE) et d'approbation des plans (PAP) respectent les critères de la LApEl (réseau sûr,

performant et efficace). Selon la convention du 21 mars 2018 [état au 5 mai 2020], le DETEC statue sur les divergences entre l'ElCom, l'OFEN et l'ESTI.¹ À l'instigation de l'ElCom, Swissgrid a créé l'outil « Module de construction de lignes ». Cet outil sert à calculer systématiquement les coûts des variantes du PSE lors de la planification de projets de construction de lignes dans le réseau de transport.

En 2021, l'ElCom a participé au groupe d'accompagnement dans le cadre de ses tâches légales pour les procédures du PSE suivantes :

All' Acqua - Magadino, Vallemaggia (PSE 109), Innertkirchen - Ulrichen (PSE 203), câble d'introduction Innertkirchen (PSE 202.1), Marmorera - Tinzen (PSE 701.1), Airolo - Göschenen (PSE demande de renonciation). L'expiration prématurée de certaines servitudes d'une ligne de Swissgrid sur le territoire de la commune de Balzers au Liechtenstein constitue un défi peu courant. Par ailleurs, l'ElCom a rendu plusieurs avis sur des projets dans le cadre de procédures d'approbation des plans.

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

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

Le volume d'investissement effectif dans le réseau de transport en 2020 s'élevait à 151,6 millions de francs. Entre 2016 et 2020, les investissements annuels moyens dans le réseau de transport se sont élevés à 145 millions de francs.

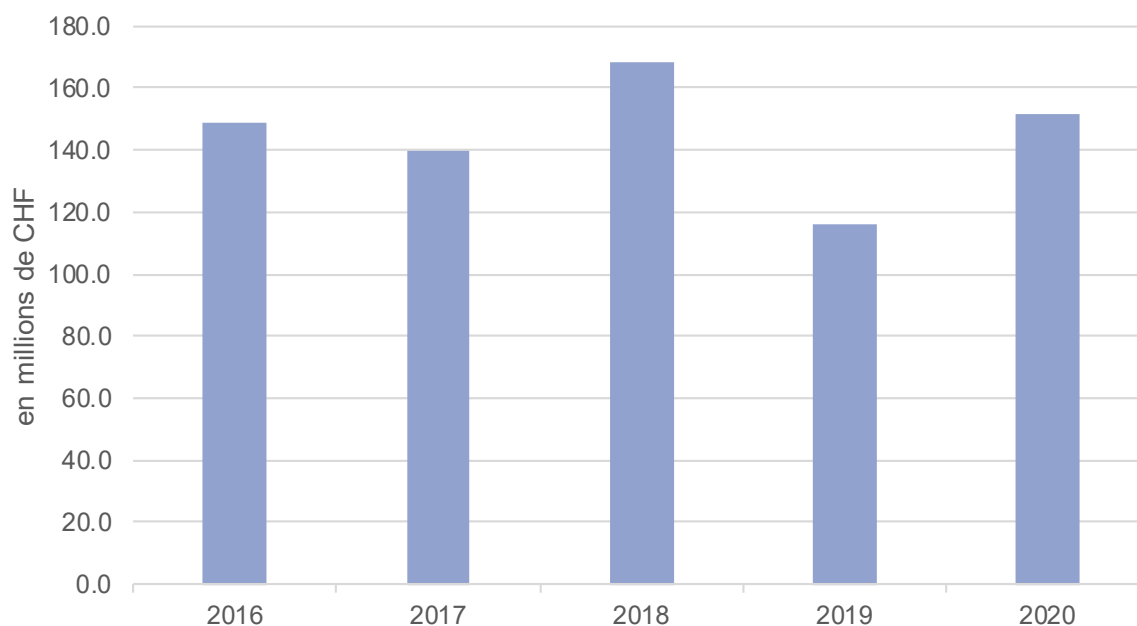


Figure 6: Investissements dans le réseau de transport

4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Entre 2016 et 2020, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi près de 1,4 milliard de francs par an (figure 7). Durant cette période, les amortissements ont augmenté, passant de 920 millions à plus de 940 millions de francs. C'est pourquoi l'excédent d'investissement a diminué d'environ 465 mil-

lions de francs à 437 millions. Étant donné que parallèlement la fiabilité des réseaux électriques suisses est très élevée - même en comparaison internationale (cf. point 3.6.), l'ElCom considère que les investissements dans le réseau de distribution restent suffisants.

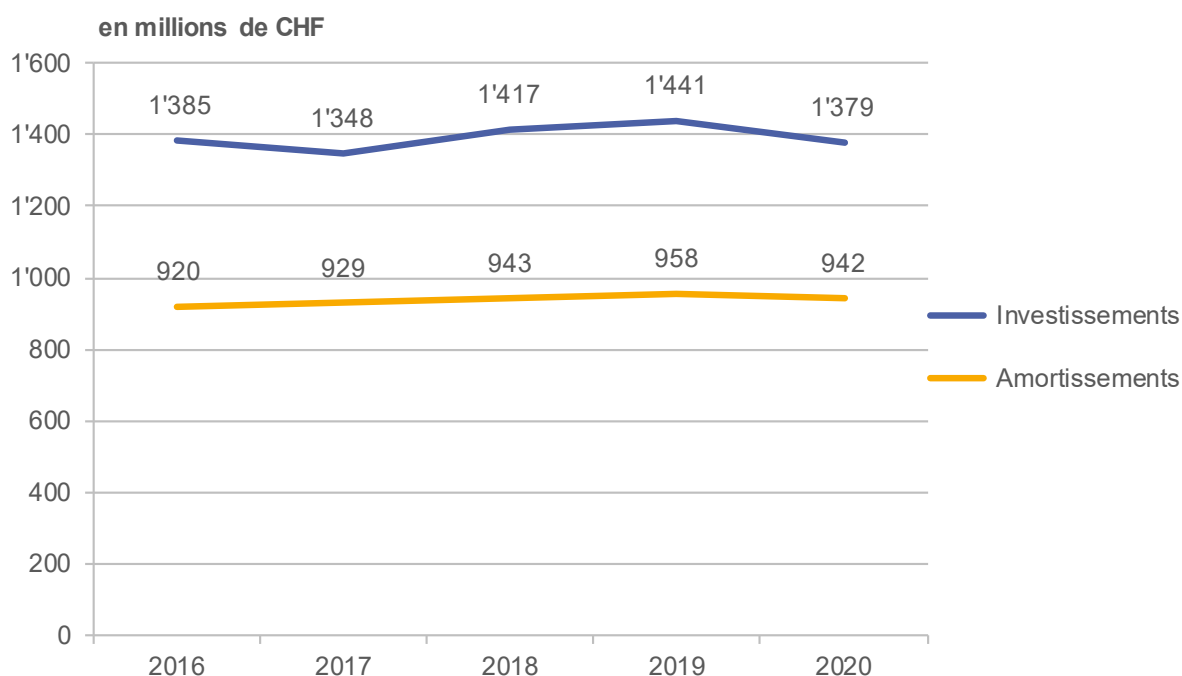


Figure 7 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution

4.3.3 Taux d'intérêt théorique WACC Réseau

En 2021, l'ElCom a accompagné un groupe de travail de l'OFEN qui avait pour objet de vérifier la méthode de calcul actuelle du WACC (Weighted Average Cost of Capital) selon l'annexe 1 de l'OApEl. L'ElCom a ainsi eu l'occasion de prendre position. Dans le cadre de ce processus, l'ElCom a signalé à plusieurs reprises qu'avec la méthode existante et dans le contexte actuel de taux d'intérêt bas, il en résultait un WACC trop élevé et qu'une correction serait indiquée notamment pour les limites inférieures techniques du taux d'intérêt sans risque.

En Suisse, le système dit « cost-plus » sert de base pour déterminer les rémunérations imputables pour l'utilisation du réseau. Les tarifs sont basés sur les coûts réels imputables pour l'exploitation du réseau, auxquels s'ajoute un bénéfice raisonnable. Sont imputables les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. Selon l'art. 15, al. 3, let. b, LApEl, les coûts de capital imputables comprennent également les intérêts calculés sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des ré-

seaux. L'intérêt est alors calculé à l'aide du WACC, une méthode largement reconnue dans la réglementation. Les coûts moyens des fonds propres et des fonds étrangers, qui, pour simplifier, comprennent chacun un taux d'intérêt sans risque avec une majoration, constituent la base de ce calcul. Dans la méthode de calcul actuelle du WACC selon l'annexe 1 OApEI, les taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers et les fonds propres sont gelés à respectivement 0,5 % cent et 2,5 % (« floor »).

Le WACC pour le réseau sert d'une part à couvrir les coûts d'emprunt du réseau. D'autre part, il assure, par le biais du taux d'intérêt des fonds propres, une rémunération du capital investi en fonction des risques. Il convient de noter que les principaux risques liés à l'exploitation du réseau sont réduits à presque rien ; ceci grâce au système Cost-Plus et à la possibilité pour les gestionnaires de réseau de procéder à une facturation complémentaire pour tous les écarts budgétaires via les différences de couverture par les tarifs (cf. directive 2-2019 de l'ElCom sur les différences de couverture).

Selon l'ElCom, le WACC devrait être défini de manière à ce que - compte tenu du risque spécifique réduit dans le système cost-plus - les investissements dans les réseaux élec-

triques ne soient pas moins intéressants que d'autres possibilités d'investissement par rapport à d'autres catégories d'installations. En revanche, pour des raisons de transparence, il faudrait éviter d'encourager les investissements dans le réseau (et aussi dans la production) par le biais du WACC. Cela équivaldrait matériellement à une subvention - une telle subvention devrait, si elle existe, être indiquée de manière transparente. Selon l'ElCom, les défis futurs, tels que la production décentralisée ou la tendance à une désolidarisation accrue des coûts de réseau, exigent de nouveaux modèles orientés vers l'avenir afin d'assurer un financement durable du réseau.

En tant qu'autorité de régulation, l'ElCom est chargée de surveiller la loi sur l'approvisionnement en électricité et donc de veiller au respect de l'art. 6 LApEI, selon lequel les tarifs doivent être équitables pour les consommateurs finaux fixes et pour les consommateurs finaux qui renoncent à l'accès au réseau. C'est pourquoi elle se prononce en faveur d'une méthode de calcul du WACC qui tienne compte des risques liés à l'activité de réseau et également des conditions actuelles sur les marchés des capitaux. Ainsi, la rémunération conduit à la fois à une indemnisation adaptée aux risques pour le capital investi dans l'exploitation du réseau et à des tarifs adéquats.

4.4 Renforcements de réseaux

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

gestionnaires de réseau qui soumettent des requêtes. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requêtes. Durant l'année sous revue, l'ElCom a statué sur 25 requêtes d'indemnisation pour les renforcements de réseau.

En 2020, l'ElCom a décidé que le droit au remboursement des coûts de renforcement de réseau nécessaires était prescrit après un

délai de cinq ans. Une décision a été contestée devant le Tribunal administratif fédéral, car la durée du délai de prescription était contestée. Dans son arrêt A-2593/2020 du 5 mai 2021, le Tribunal administratif fédéral a soutenu la décision de l'ElCom et décidé que le versement de remboursement en cas de renforcement du réseau devait être qualifié d'indemnité au sens de l'art. 3, al. 2, let. a, de la loi sur les subventions (LSu). Les créances

afférentes à des aides ou des indemnités se prescrivent par cinq ans (art. 32, al. 1, LSu). Dans le cas concret, le droit au remboursement des coûts de renforcement du réseau est prescrit cinq ans à partir de la date de connaissance des coûts de renforcement du réseau. Au total, au cours des treize dernières années, l'ElCom a édicté 996 décisions dans ce contexte (cf. figure 8, tableau 5).

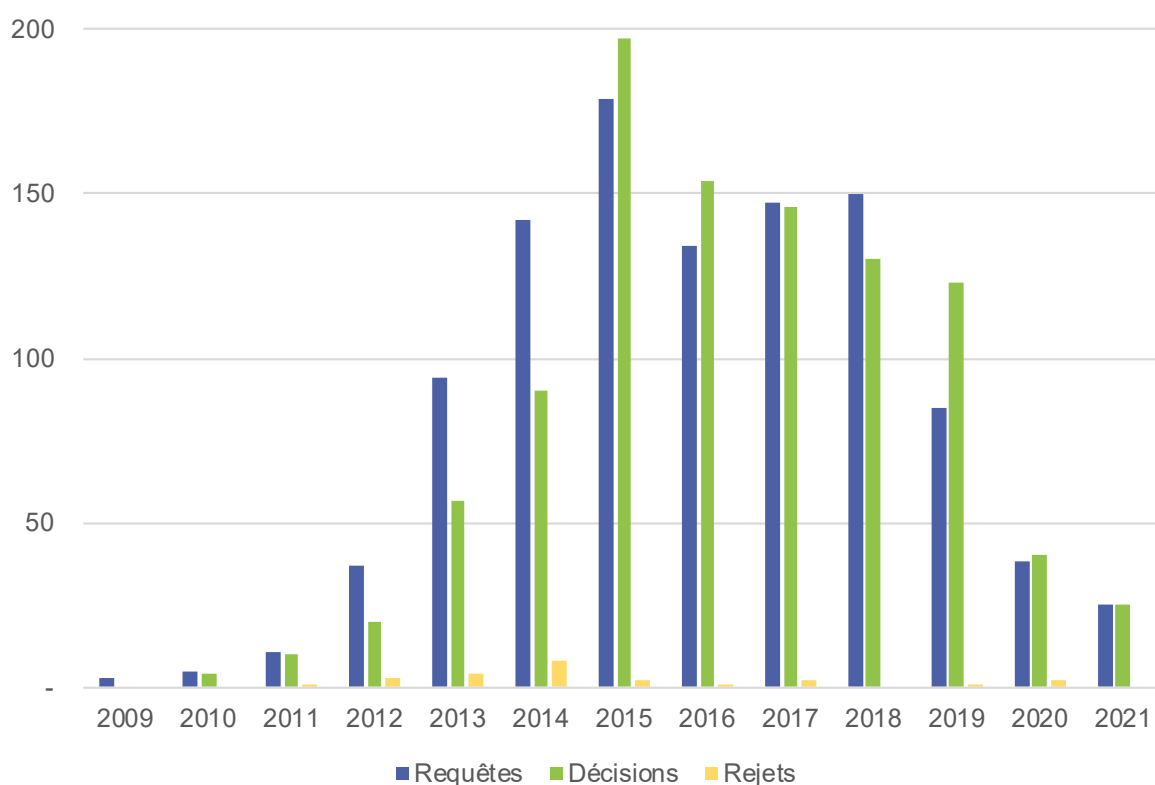


Figure 8 : Évolution du nombre de requêtes, de décisions et de rejets concernant des renforcements de réseau

Fin 2021, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 116,7 millions de francs, pour une puissance de production totale de 368,1 MW. Le tableau 5 donne un aperçu

des principaux chiffres clés concernant les demandes de remboursement ayant fait l'objet de décision pour les coûts de renforcement du réseau nécessaires pour les années 2009 à 2021.

	Total	PV	Hydrau- lique	Éolien	Autres ¹
Nombre de décisions	996	937	34	4	21
Puissance du générateur [kW], valeur minimale ²	4	4	29	1'500	22
Puissance du générateur [kW], valeur maximale ²	74'000	8'303	14'726	16'000	74'000
Puissance du générateur [kW], somme des valeurs	368'106	158'069	65'588	30'000	114'449
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	18'069
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	9'262'389	746'912	2'990'952	9'262'389	2'117'200
Coûts, total [CHF]	116'670'841	71'006'334	20'069'704	19'853'343	5'741'460
Coûts moyens [CHF] ³	117'022	75'861	590'285	3'308'891	273'403
Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁴	3	3	5	451	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	4'148	1'116	2'877
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁴	317	449	306	662	50

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

2) Par requête / décision

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

4) Coûts relatifs correspondant au quotient des coûts par la puissance installée

Tableau 5 : Statistique des décisions concernant les renforcements de réseau pendant la période allant de 2009 à 2021

4.5 Société nationale du réseau de transport

Au cours du premier semestre, l'ElCom a fixé dans 19 décisions les différences de couverture des anciens propriétaires des réseaux de transport pour les années tarifaires 2011 et 2012 ainsi que les valeurs résiduelles réglementaires à fin 2012. Dans une autre décision, l'ElCom s'est prononcée sur les différences de couverture des années tarifaires 2011 et 2012 de Swissgrid. Sur la base des valeurs résiduelles réglementaires, Swissgrid et les entreprises concernées ont ensuite

calculé l'indemnité d'expropriation définitive à verser par Swissgrid pour le réseau de transport qui lui avait été déjà transféré en grande partie début 2013. La valeur d'expropriation du réseau de transport s'élève à environ 3 milliards de francs, la valeur réglementaire à environ 2,5 milliards. Au cours de l'exercice, l'ElCom a en outre vérifié si Swissgrid avait correctement mis en œuvre ses injonctions conformément à la décision de vérification du système datant de 2019.

5 Marché suisse de l'électricité



De par sa topographie et une pluviométrie moyenne abondante, la Suisse offre des conditions idéales pour exploiter la force hydraulique. La centrale hydroélectrique de Hagneck.

5.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Le nombre de gestionnaires de réseau sur le territoire suisse a diminué d'environ 4 % depuis 2015 pour s'établir à 623 en 2020. Cette évolution observable depuis un certain temps s'explique d'une part par de nombreuses reprises de réseaux et d'autre part par des fusions de communes. Entre 2015 et 2020, le nombre de communes a baissé de 2324 à 2148, soit d'environ 8 % (source : Répertoire officiel des communes de Suisse). Comme la Suisse a enregistré une croissance démographique de plus de 3 % au cours de

la même période, le nombre de consommateurs finaux par gestionnaire de réseau a augmenté. Toutefois, comme le montre la figure 9, un gestionnaire de réseau de distribution typique demeure relativement petit ; en moyenne, il approvisionne 1500 consommateurs finaux. Seuls 80 gestionnaires de réseau comptent plus de 10 000 consommateurs finaux, dont douze en approvisionnent plus de 100 000. Au total, les gestionnaires de réseau suisses approvisionnent plus de 5,5 millions de clients en électricité.

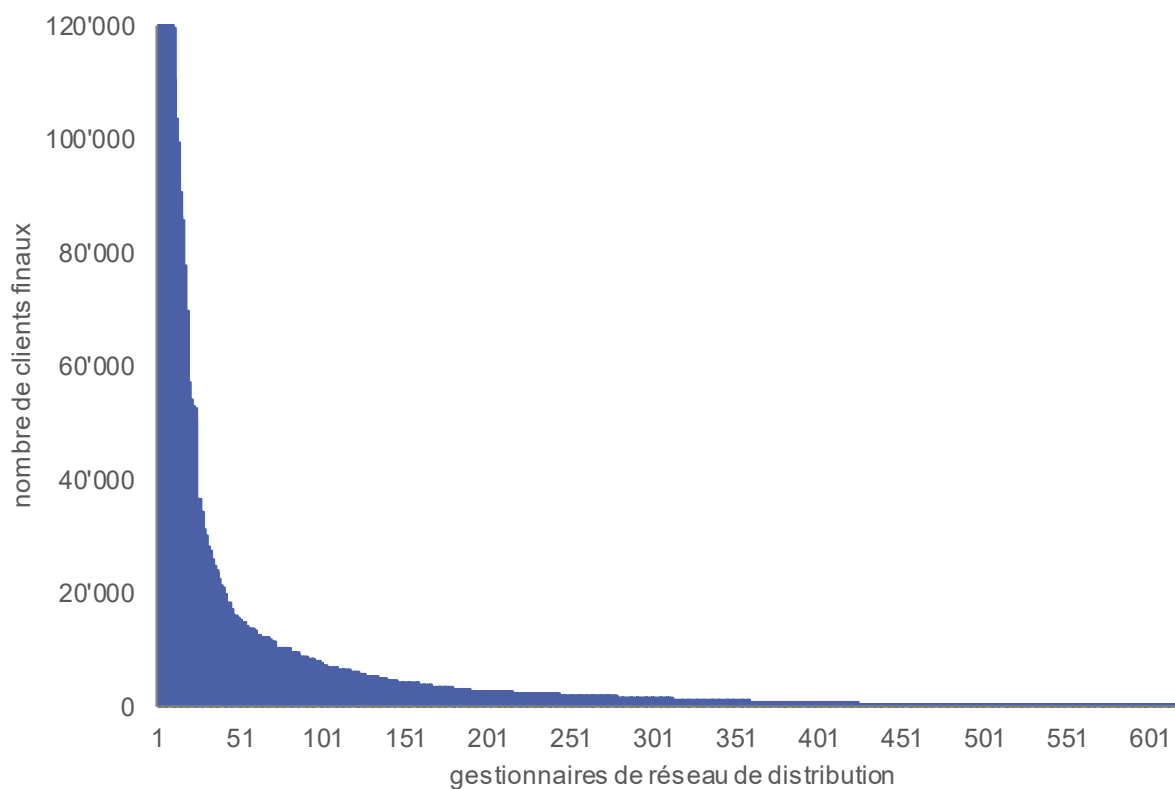


Figure 9 : Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau de distribution Par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 consommateurs finaux (huit gestionnaires concernés)

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 ont jusqu'à fin octobre pour décider 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 qui participent au marché libre, l'ElCom organise régulièrement

un sondage auprès des plus grands gestionnaires de réseau de distribution. Les 76 gestionnaires de réseau dont le soutirage est supérieur à 100'000 MWh et actuellement pris en compte, approvisionnent ensemble 3,8 millions de personnes, soit près de 70 % des consommateurs finaux en Suisse. Sur les 34 539 consommateurs finaux ayant droit à accéder au marché libre (0,6 % de tous les consommateurs finaux), 23 394, soit 68 %, ont fait usage de ce droit jusqu'en 2021. Avec un total de 40,4 TWh, les consommateurs finaux dans les zones d'approvisionnement de ces gestionnaires de réseau représentent 75 % de la consommation

finale en Suisse¹. Sur les 40,4 TWh, un peu moins de la moitié de l'énergie (soit 18,3 TWh) va aux consommateurs finaux ayant le droit d'accéder au marché libre. Les consommateurs qui ont fait usage de ce droit consomment 15,3 TWh ou 83 % 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 10). 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 2021, la part des consommateurs finaux sur le marché libre

a légèrement diminué. Ce recul est dû au fait que le nombre de consommateurs ayant le droit d'accéder au marché libre a plus fortement augmenté que celui des consommateurs ayant effectivement choisi de le faire. Selon les chiffres les plus récents, jusqu'à présent, deux tiers de l'ensemble des clients ayant le droit d'accéder au marché ont fait usage de leur droit (courbe orange). Ces derniers 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 En moyenne, entre 2011 et 2020, la consommation finale, hors transports publics et éclairage, était de 53,3 TWh (source : Office fédéral de l'énergie)

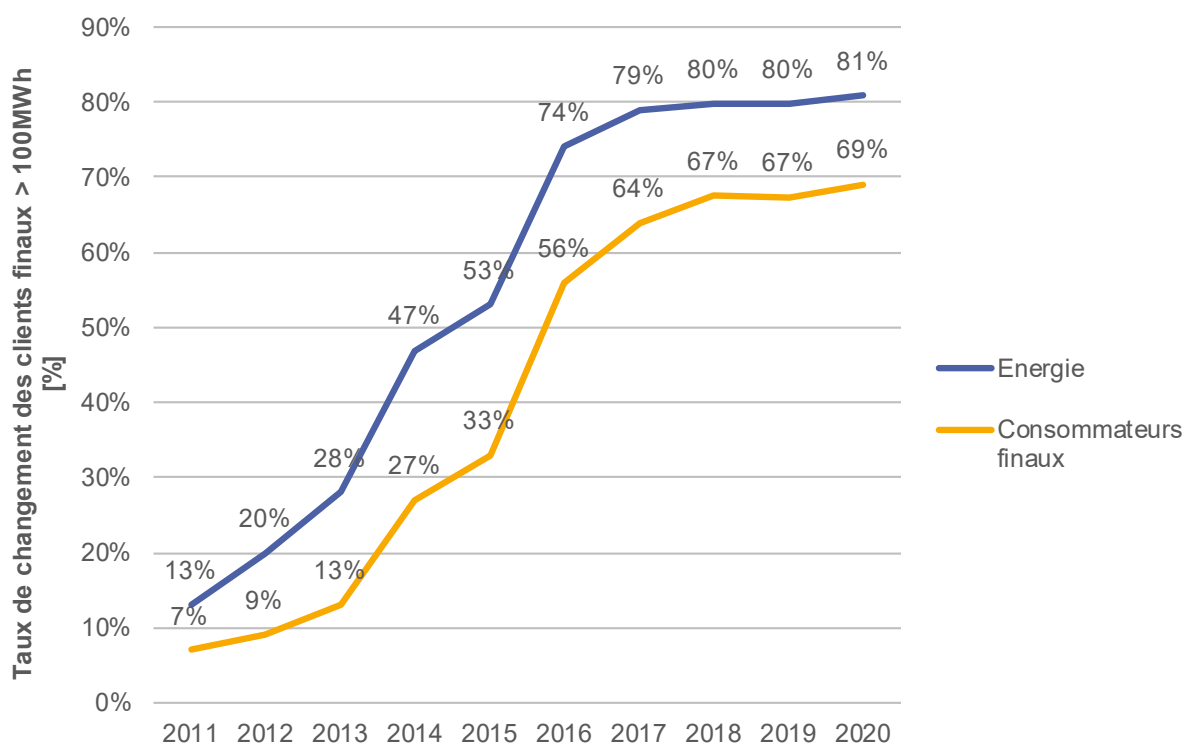


Figure 10 : Passage au marché libre

La figure 11 montre la répartition des quantités d'énergie vendues en fonction de la taille des gestionnaires de réseau. La répartition s'effectue de manière analogue à la figure 2 et 3, en fonction de la taille, par groupes de dix pour les 100 plus grandes entreprises (1 - 10, 11 - 20 à 91 - 100) ou pour les plus petits des quelque 520 gestionnaires de réseau restants (« Autres »). Les dix plus grands gestionnaires de réseau (bleu foncé) fournissent près

de 43 % de la quantité d'électricité totale transmise aux consommateurs finaux par le réseau de distribution. Si la quantité est étendue aux 50 plus grands gestionnaires de réseau, cette proportion dépasse 70 %. Les 50 gestionnaires de réseau suivants fournissent ensemble un dixième et le reste des gestionnaires de réseau un sixième de l'électricité consommée par les consommateurs finaux.

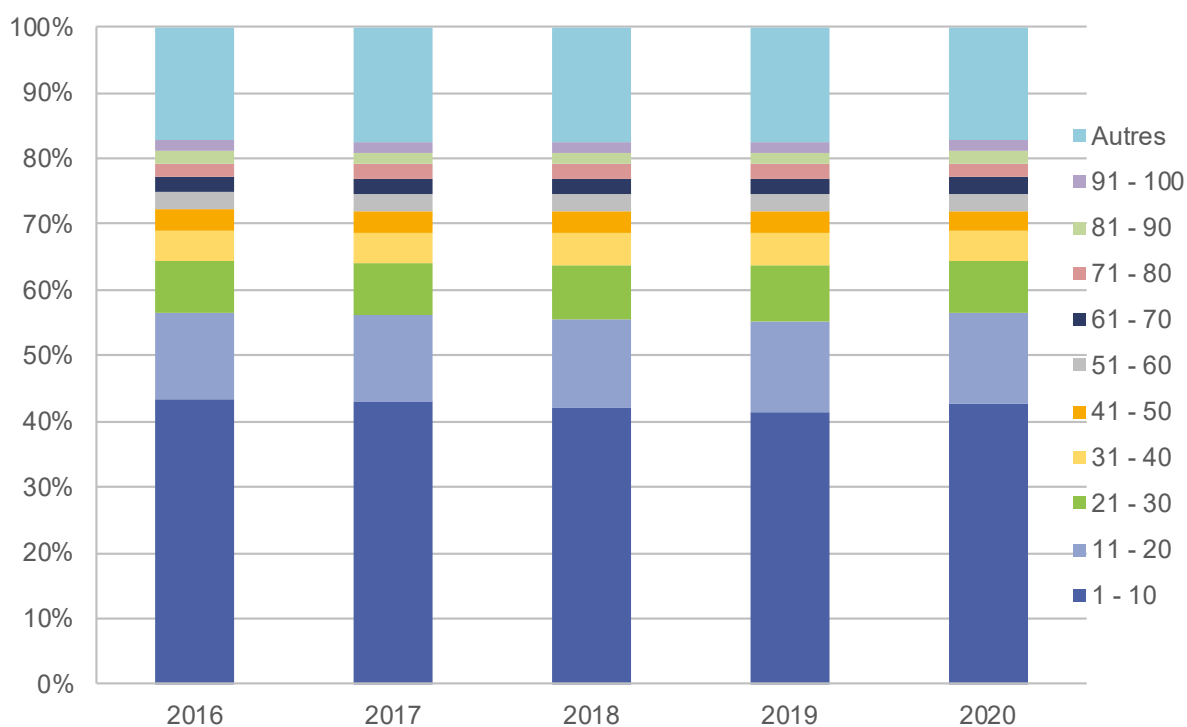


Figure 11 : Fourniture d'énergie sur le réseau de distribution selon la taille des entreprises (en %)

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. Le tarif 2022 des services-système généraux (SDL) reste identique à celui de 2021. Les tarifs d'utilisation du réseau visés à l'art. 15, al. 3,

OApEI (30 % selon l'énergie soutirée, 60 % tarif de puissance, 10 % tarif de base) ont augmenté par rapport à l'année précédente. En revanche, le tarif pour les pertes actives a baissé de 0,15 à 0,14 ct./kWh (voir aussi le chapitre 3.7 Services-système).

	2018	2019	2020	2021	2022
Utilisation du réseau					
Tarif d'utilisation [ct./kWh]	0.23	0.19	0.18	0.20	0.25
Tarif de puissance [CHF/MW]	38'200	31'100	28'800	33'600	43'920
Tarif de base fixe par point de prélèvement	365'300	288'000	269'400	319'800	413'040
Tarif général des services-système [ct./kWh]	0.32	0.24	0.16	0.16	0.16
Tarif individuel des PSS					
Pertes actives [ct./kWh]	0.08	0.14	0.25	0.15	0.14

Tableau 6 : Évolution des tarifs du réseau de transport pour l'utilisation du réseau de transport et les services-système généraux (SDL) pour les gestionnaires de réseau de distribution et pour les consommateurs finaux (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 de puissance et tarif de base) en ct./kWh. En combinant les différentes composantes tarifaires du réseau de transport en centimes par kilowattheure, la valeur de 2021 est de 0,92 ct./kWh et celle de 2022 est de 1,06 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 9,7 ct./kWh pour le transport et la distribution de l'énergie à titre de rémunération pour l'utilisation du réseau (cf. paragraphe suivant, figure 12). Sur une année, cela correspond à une facture d'électricité de 972 francs pour une consommation de 4500 kWh. Ainsi, la part du réseau de transport (1,06 ct./kWh ou 50 francs par an) dans les coûts de réseau tarifés de ce ménage correspond à nouveau à un peu plus de 10 % pour les tarifs 2022.

5.4 Tarifs du réseau de distribution

Structure tarifaire en général

En 2021, l'ElCom a continué de répondre 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, entrées en vigueur le 1^{er} juin 2019. Certaines de ces questions et leurs réponses ont été publiées dans la communication complétée « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 ». Les systèmes de mesure intelligents, toujours plus nombreux dans le réseau de distribution suisse, contribuent à l'introduction de nouveaux modèles tarifaires dans les tarifs du réseau qui sont p. ex. proposés 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 du réseau et permettant p. ex. 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. En 2019 déjà, l'ElCom a édité la communication « Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses »¹ qui mentionne au chiffre 3.3 les conditions-cadres légales.

En 2022, un ménage répondant au profil de consommation H4 paiera en moyenne (médiane) 21,6 ct./kWh (figure 12). 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 rede-

vances de la Confédération pour l'encouragement des énergies renouvelables indigènes. Les gestionnaires de réseau doivent publier les trois premiers éléments au plus tard à la fin du mois d'août précédant l'année tarifaire correspondante. Le prix médian de l'électricité en 2022 a donc légèrement augmenté par rapport à l'année précédente, les tarifs du réseau augmentant de 0,1 ct./kWh et ceux de l'énergie de 0,2 ct./kWh. Les redevances destinées à l'encouragement des énergies renouvelables n'ont subi aucun changement tandis les redevances dues aux collectivités publiques ont été relevées en moyenne de 0,1

ct./kWh (5,7 % par rapport à l'année précédente). Depuis l'année tarifaire 2018, les gestionnaires de réseau déclarent à la fois le produit le moins cher et leur produit standard. Le produit standard est facturé au consommateur final si ce dernier ne choisit pas activement un autre produit. Ce produit se réfère généralement exclusivement à l'énergie. Par conséquent, 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

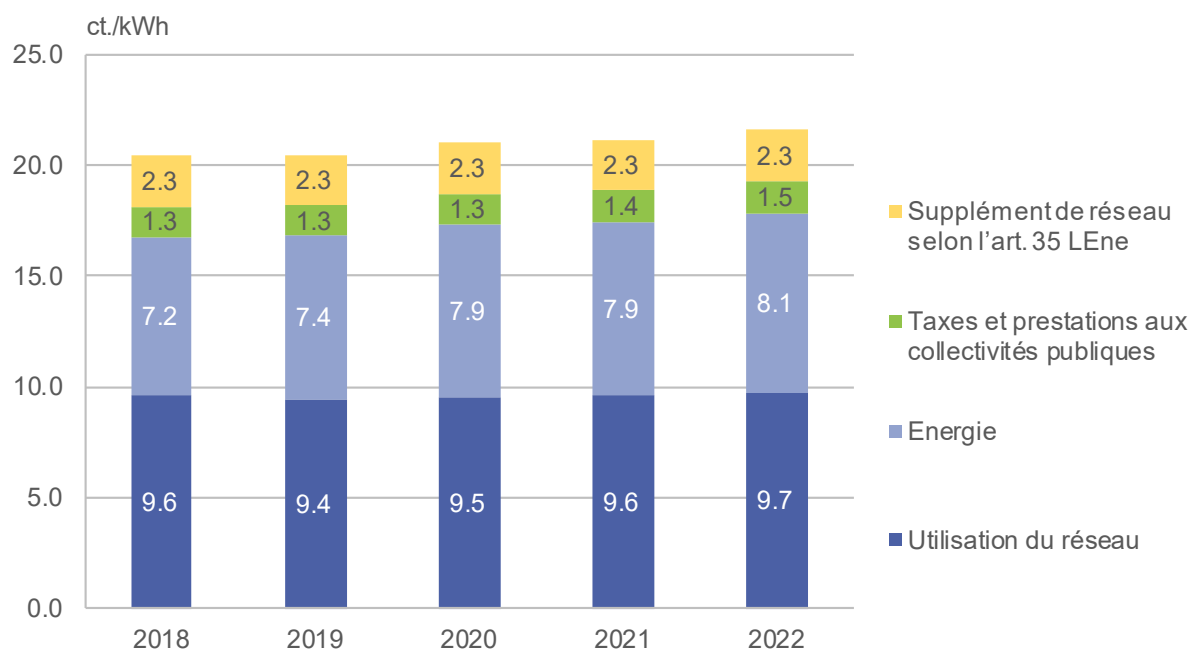


Figure 12 : Éléments de coûts composant le prix moyen total de l'électricité pour le profil de consommation H4 (hors TVA)

Les chiffres tarifaires de la figure 12 se réfèrent à des moyennes (médianes) nationales. Toutefois, il existe des disparités tarifaires en partie importantes aux niveaux cantonal et communal. Des informations détaillées sur les tarifs de chaque commune ainsi qu'une carte interactive sont disponibles sur le site internet de l'ElCom (www.elcom.admin.ch) sous le lien « Vue d'ensemble des prix de l'électricité ».

Pour des raisons techniques, les composantes tarifaires sur le site internet de l'ElCom concernant les prix de l'électricité sont pondérées par le nombre d'habitants et non par le nombre de destinataires de factures, comme c'est le cas pour le calcul des coûts dans les diagrammes en colonnes ci-dessus. Il y a donc de petites différences entre les deux méthodes de calcul.

Les figures 13 à 16 ci-dessous présentent les tarifs médians communaux pour 2022. Depuis le rapport d'activité de 2018, la systématique de cette présentation a été modifiée. Il n'y a désormais plus de comparaison entre les années. Plus le tarif médian d'une commune 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 comment les tarifs communaux évoluent par rapport à la valeur de référence nationale. Ainsi la figure 2 montre p. ex. que les tarifs de

réseau de Bâle-Ville sont comparativement élevés (orange) en 2022, alors que ceux de Genève sont relativement bas (vert clair).

Les cartes suivantes montrent à chaque fois la situation pour les différents tarifs des communes de Suisse en 2022. Seules les composantes tarifaires réseau et énergie peuvent être directement influencées par les gestionnaires de réseau et sont contrôlées par l'ElCom. En 2022, la valeur médiane des rémunérations pour l'utilisation du réseau est de 9,85 ct./kWh, la valeur médiane des tarifs de l'énergie étant de 7,94 ct /kWh.

Utilisation du réseau

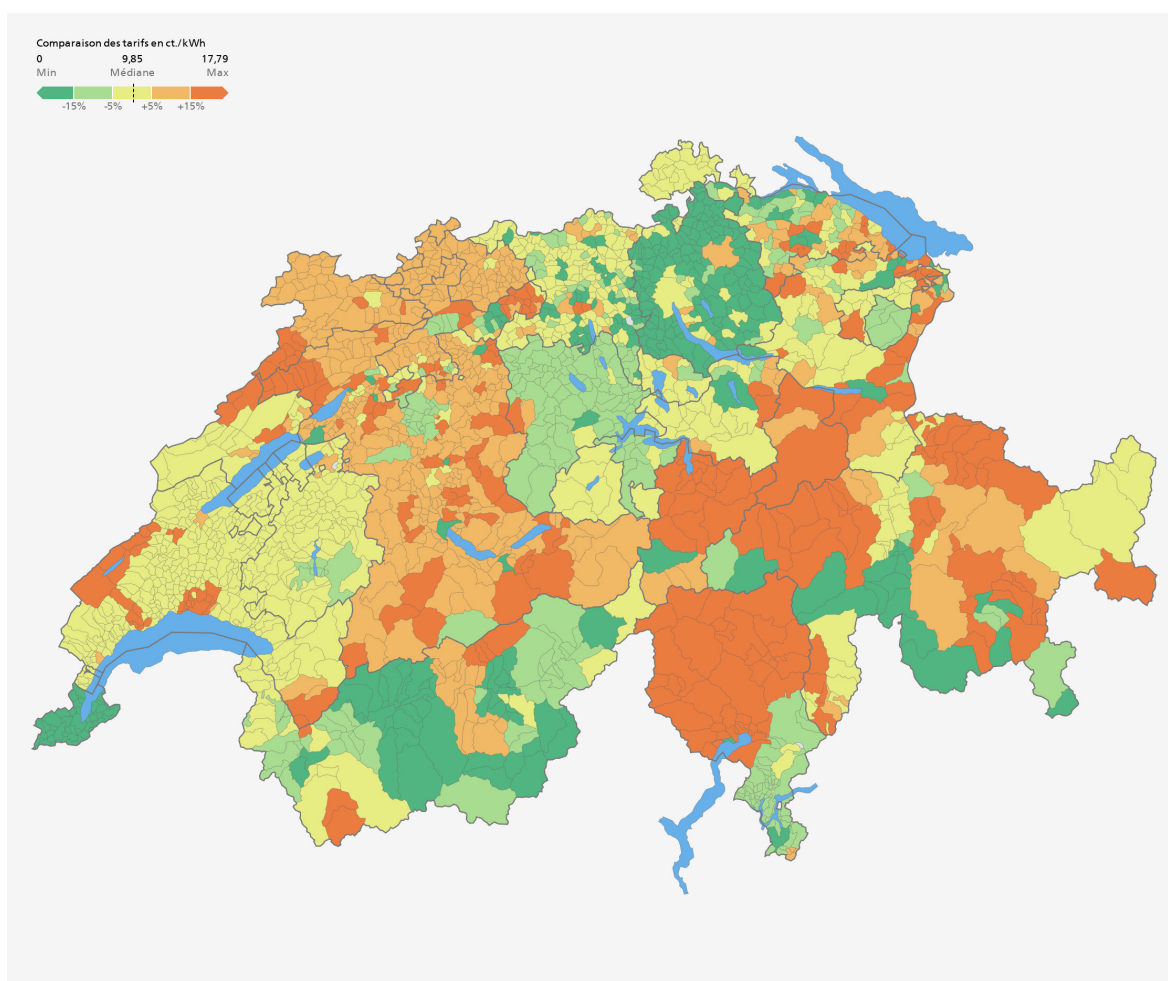


Figure 13 : Tarifs communaux moyens (médianes) pour l'utilisation du réseau, profil de consommation H4, en 2022

Énergie

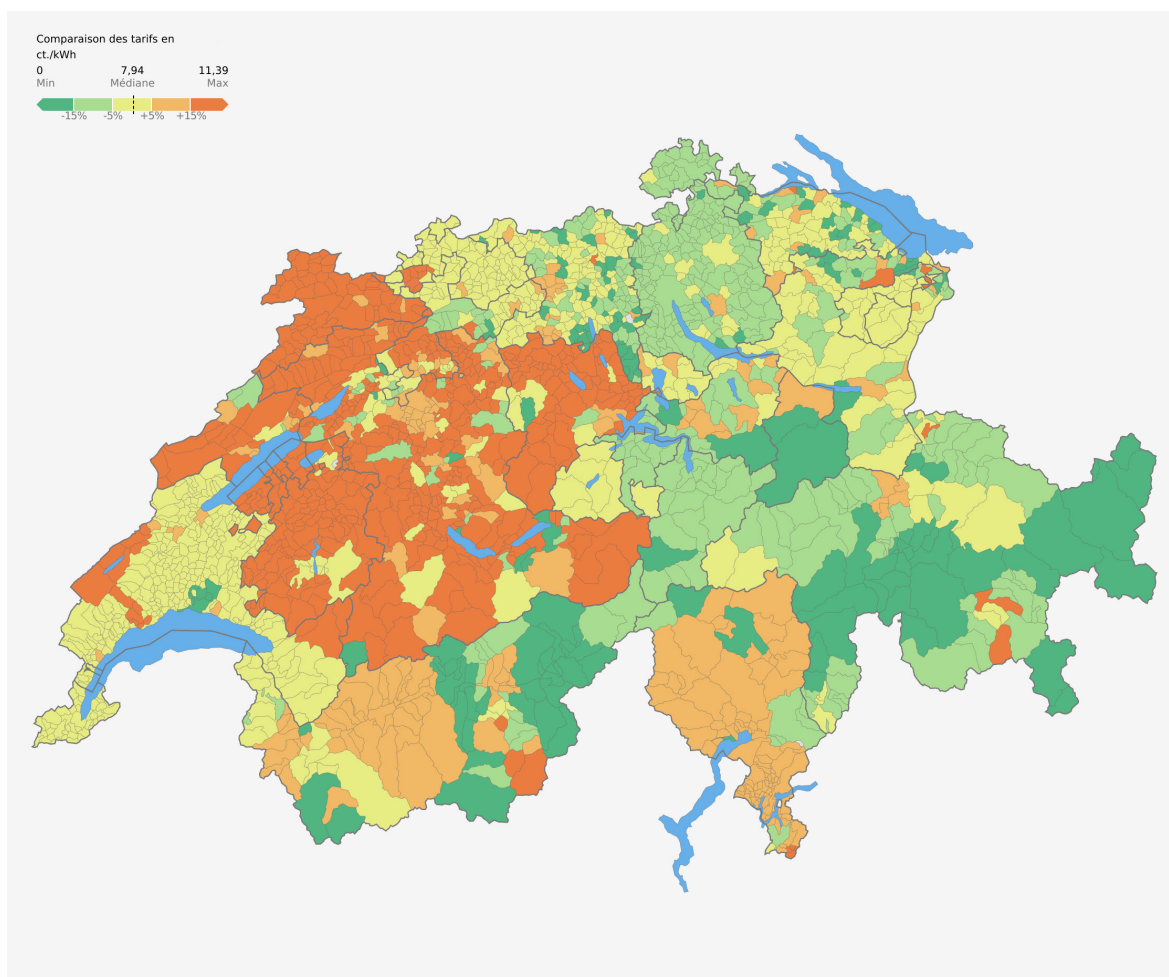


Figure 14 : Tarifs communaux moyens (médianes) pour l'énergie, profil de consommation H4, en 2022

Redevances et prestations aux collectivités publiques

La figure 15 représente les médianes des redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques. Elle ne tient pas compte des redevances fédérales perçues uniformément à l'échelle du pays pour encourager les énergies renouvelables.¹ Les redevances et les prestations aux collectivités publiques ne sont pas contrôlées par l'ElCom,

mais déterminées dans le cadre de processus de décisions politiques locaux. La valeur médiane des redevances et prestations est de 0,9 ct./kWh en 2022. On constate que les montants sont souvent soit élevés ou 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 16.

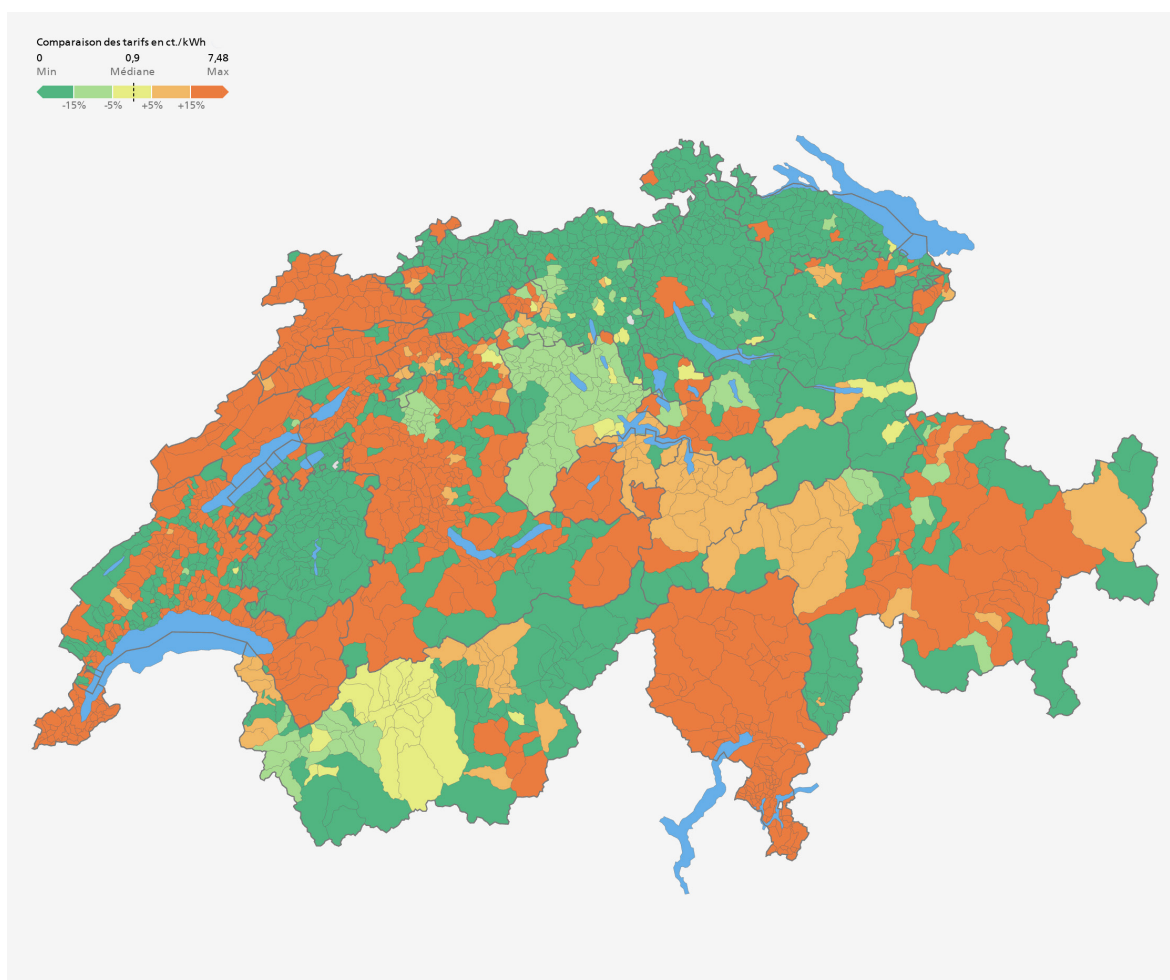


Figure 15 : Tarifs communaux moyens (médianes) pour les redevances et prestations cantonales et communales aux collectivités publiques, profil de consommation H4, en 2022

Prix total de l'électricité

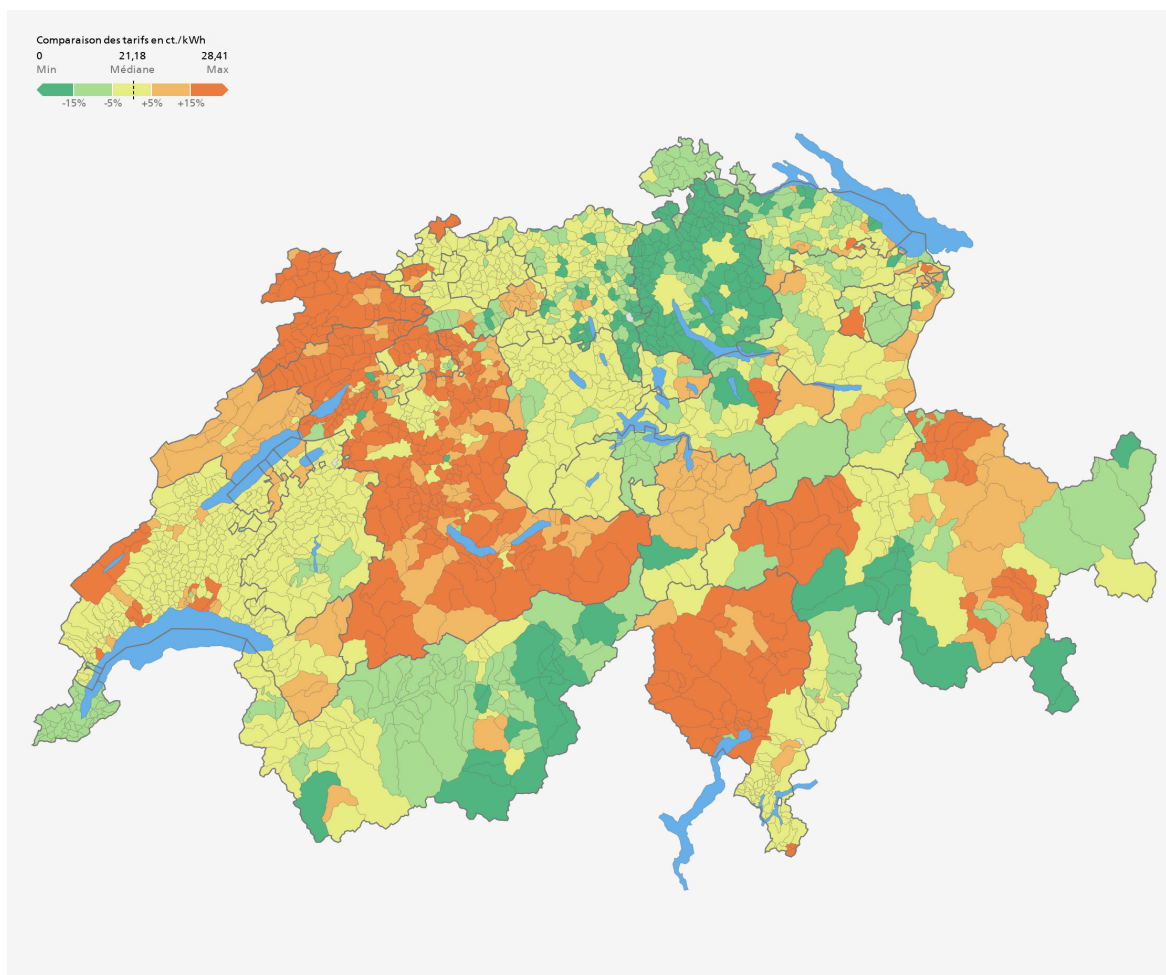


Figure 16 : Tarifs communaux moyens (médianes), prix total de l'électricité, profil de consommation H4, en 2022

Le tarif global, pondéré par habitants, de 21,16 ct./kWh (ou 21,6 ct./kWh pondéré par destinataires de factures) comprend également le supplément perçu sur le réseau pour encourager

les énergies renouvelables. Il a été progressivement relevé jusqu'en 2018, passant de 1,5 ct./kWh à 2,3 ct./kWh et est maintenant stable.

5.5 Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec EDES

Chaque gestionnaire de réseau doit remettre à l'ElCom, au plus tard à la fin août et sous forme électronique, sa comptabilité analytique, laquelle sert de base aux tarifs du réseau et de l'énergie de l'année suivante. L'exercice 2021 a vu la mise en œuvre pour la première fois d'une nouvelle infrastructure pour la livraison des données à l'ElCom, le système EDES. Afin de rendre le processus d'adaptation nécessaire aussi fluide que possible, l'ElCom a préalablement fourni aux gestionnaires de réseau un grand nombre d'aides à l'utilisation (User Guide, FAQ, instructions, etc.) et les a invités à participer à différents ateliers et tutoriels afin de présenter les nouvelles fonctionnalités et leur impact sur les processus.

Le nouveau système de livraison de données basé sur le web offre plusieurs avantages par rapport à l'ancienne solution basée sur Excel. Des tests sont désormais enregistrés dans les formulaires en ligne, permettant ainsi d'aider, via des feedbacks automatisés, les gestionnaires de réseau à remplir les formulaires de comptabilité analytique, donc avant même de les transmettre officiellement à l'ElCom. Ce « contrôle préalable » permet d'améliorer encore la qualité des données transmises et de réduire le travail de mise au point pour les gestionnaires de réseau.

De même, des contrôles ont été intégrés dans les nouveaux formulaires afin de vérifier la conformité des données avec la loi et les

directives de l'ElCom. En cas d'anomalies, ces contrôles invitent les gestionnaires de réseau soit à corriger la valeur, soit à justifier son utilisation (contrôles dits de conformité, « comply or explain »). Par la suite, d'autres tests seront directement mis en œuvre dans le nouveau système de collecte des données. Les années précédentes, les données transmises par les gestionnaires de réseau étaient d'abord analysées à l'aide d'environ 180 tests pour détecter les erreurs puis les incohérences étaient renvoyées aux gestionnaires de réseau pour correction par le biais d'un processus complexe. Ce processus a été récemment abandonné. Dorénavant, les gestionnaires de réseau ne seront contactés que si, malgré tous les contrôles de plausibilité et de conformité effectués, des divergences importantes subsistent dans le formulaire.

En 2020 déjà, l'ElCom avait souligné l'importance de la comptabilité analytique et apporté une précision concernant la présentation et l'adaptation rétroactive (directive 1/2020). Ainsi, des modifications des comptabilités analytiques déjà transmises ne peuvent être effectuées que sur demande et après approbation de l'ElCom ou à sa demande. En outre, par sa signature juridiquement valable, le gestionnaire de réseau confirme l'exactitude et l'exhaustivité de la comptabilité analytique fournie au 31 août. Si un gestionnaire souhaite modifier ultérieurement des données, il doit adresser une demande motivée à l'ElCom.

5.6 Examens des tarifs

L'ElCom estime problématique le fait qu'un grand nombre de gestionnaires de réseau aient accumulé des découverts de couverture considérables au cours des années passées. C'est pour-

quoi, elle a ordonné à la fin de l'été à tous les gestionnaires de réseau présentant un découvert de couverture important d'amortir de manière neutre sur le plan tarifaire les différences

de couverture n'ayant pas pu être réduites au cours des trois années prescrites ou de lui présenter un plan de réduction. Un grand nombre de gestionnaires de réseau se sont déclarés disposés à amortir leurs découverts de manière neutre sur le plan tarifaire (cf. chap 5.10).

La forte hausse des prix du marché de l'électricité au cours du dernier trimestre 2021 a suscité diverses demandes de la part des gestionnaires de réseau et des consommateurs finaux (cf. chap 6.3). L'ElCom a publié le 7 décembre 2021 une communication avec les questions les plus fréquentes et réponses (« Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité »). En principe : les tarifs de l'électricité déjà publiés sont valables pour

un an au moins et ne peuvent donc pas être adaptés ultérieurement. Un consommateur final libre ne peut plus retourner dans l'approvisionnement de base. En l'absence de fournisseur, le consommateur final libre soutire physiquement l'électricité du réseau de distribution local. Cet approvisionnement dit de remplacement n'est pas explicitement réglementé par la législation en vigueur. L'ElCom recommande dans ce cas de régler par contrat avec le gestionnaire du réseau de distribution local l'approvisionnement de remplacement.

Fidèle à sa longue pratique, l'ElCom a aussi examiné la conformité des tarifs durant l'exercice sous revue. En outre, des enquêtes préliminaires ont été lancées auprès de différents gestionnaires de réseau. Elles n'ont cependant apporté aucun indice impliquant de procéder à une vérification des tarifs plus poussée.

Tarifs du réseau

Après une bonne décennie d'activité de régulation, les questions clés dans le domaine des réseaux ont été largement clarifiées, que ce soit par des décisions ou par des arrêts rendus par des tribunaux. Ceci est particulièrement vrai en ce qui concerne la thématique de l'évaluation historique et synthétique des installations de réseau. Néanmoins, un gestionnaire de réseau, dont les valeurs des installations avaient fait l'objet d'une décision il y a plusieurs années, a demandé une réévaluation de certains composants du réseau. Ainsi, les valeurs synthétiques devraient désormais être calculées sur la base des décomptes de construction (y c. devis) et de l'intégration des coûts des catégories Tracés et Câbles. En outre, certaines installations évaluées historiquement devraient également faire l'objet d'une réévaluation, basée sur le total annuel des coûts d'achat de plusieurs installations, divisés par le nombre d'installations de l'année correspondante. De plus, les valeurs des

bâtiments seraient à déterminer sur la base des valeurs d'assurance. Par ailleurs, pour certaines installations, essentiellement les plus anciennes, leur date de mise en service devrait être remplacée par la date d'activation comptable avec pour conséquence une hausse des valeurs résiduelles des installations. Toutes ces demandes étant clairement contraires aux dispositions du droit de l'approvisionnement en électricité, elles ont donc été rejetées dans leur intégralité.

Les coûts d'installation liés au déploiement des compteurs intelligents ont également été abordés. Plusieurs gestionnaires de réseau voulaient activer ces coûts contrairement aux prescriptions des documents de la branche qui considèrent que les coûts d'installation de tels systèmes sont inclus dans les autres coûts en tant que coûts d'exploitation. L'ElCom a repris cette solution comme elle est compatible avec le droit de l'approvisionnement en

électricité ; partant ces coûts d'installation doivent être explicitement traités comme coûts d'exploitation dans la comptabilité analytique des tarifs. L'ElCom a encore confirmé cette position durant l'exercice. Une activation des coûts d'installation entraînerait une inégalité de traitement pour les gestionnaires de réseau qui ont déjà procédé à un déploiement à grande échelle et qui ne seraient pas autorisés à activer ces coûts rétroactivement.

Durant l'exercice, l'ElCom a par ailleurs rendu une décision concernant la prise en charge des coûts des SDL et des suppléments LEne en cas de consommation finale dans des zones sises à l'étranger qui font cependant partie de la zone de réglage de la Suisse. Quant à savoir si le droit suisse s'applique dans ce contexte en zone extraterritoriale, l'ElCom n'a pas répondu. La décision a porté sur le remboursement des coûts des SDL et des suppléments LEne pour des années antérieures qui n'ont pas été imputés à la consommation finale des consommateurs finaux raccordés directement au réseau de distribution du gestionnaire de réseau correspondant (art. 15, al. 2, let. a et c, OApEl [état le 01.01.2017]).

Tarifs de l'énergie

S'agissant des fournitures d'énergie aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les thèmes prioritaires durant l'exercice ont une nouvelle fois été ceux de la méthode du prix moyen et la règle des 95 ou des 75 francs (à utiliser dès 2020).

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. Concrètement, il s'agit de prendre en compte de manière adéquate

Par ailleurs, durant l'exercice, l'ElCom a reçu une demande de plusieurs communes en matière de détermination du point de raccordement pour l'approvisionnement en électricité de constructions et installations contre le gestionnaire de réseau de distribution dans ces communes. Outre la détermination du point de raccordement pour l'approvisionnement en électricité, les communes demandaient que le gestionnaire du réseau de distribution soit obligé, à titre préventif, de fixer dès à présent dans son réseau de distribution le point de raccordement pour l'alimentation électrique des constructions et des installations comportant des installations électriques aux points de raccordement des habitations, notamment pour les raccordements électriques pour la mobilité électrique et pour des installations de traitement de données à forte consommation d'énergie. L'ElCom a rejeté cette demande, car le fait d'ordonner des mesures provisionnelles suppose qu'il y ait sinon des inconvénients qui ne pourraient pas être réparés dans le cadre de la décision finale. Tel n'était pas le cas en l'espèce, puisqu'il s'agissait uniquement de s'intéresser à la prise en charge des coûts qui pourraient être remboursés sans problème.

les activités commerciales dans le calcul des coûts de l'énergie imputables. L'ElCom avait identifié différents gestionnaires de réseau qui avaient facturé par le passé des coûts de l'énergie disproportionnés à leurs consommateurs finaux captifs et n'avaient donc vraisemblablement pas utilisé la méthode basée sur le prix moyen conformément à la jurisprudence et à la pratique de l'ElCom. Lors du vote final du 15 décembre 2017, le Parlement avait aussi conservé l'art. 6, al. 5, LApEl et ainsi la méthode basée sur le prix moyen de l'ElCom que le Tribunal fédéral a confirmée. Par la suite,

L'ElCom a ouvert des procédures à l'encontre de différents gestionnaires de réseau.

Deux procédures supplémentaires ont pu être clôturées durant l'exercice bien qu'une ne soit pas encore exécutoire. Dans les deux cas, les coûts d'approvisionnement en énergie pris en compte pour les tarifs dans l'approvisionnement de base ont dû être réduits. Dans chaque cas, les activités commerciales non intégrées jusque-là dans le portefeuille d'acquisition sont dorénavant prises en compte dans le calcul du prix moyen. Étant donné que pendant la période concernée les prix du marché de l'électricité étaient nettement inférieurs aux coûts de production des propres centrales électriques de l'entreprise, cela a eu pour effet de faire baisser les coûts au profit des consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement de base.

De plus, dans l'un des deux cas, le taux d'intérêt utilisé pour le calcul des coûts de production (WACC de la production) a également dû être réduit. Pour calculer les coûts de production imputables d'une installation, on prend notamment en compte les amortissements théoriques et les intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à la production. Le WACC de la production doit tenir compte de manière appropriée des risques liés à la production d'électricité. L'ElCom avait décidé d'appliquer au WACC de la production visée dans la législation sur l'approvisionnement en électricité en tant que taux d'intérêt maximal autorisé, le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique. Par ailleurs, la rémunération du fonds de roulement net invoquée par un gestionnaire de réseau a été supprimée des coûts de production.

En ce qui concerne les procédures 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.

Une fois de plus, la règle dite des 95 ou 75 francs a exigé des adaptations de la part de plusieurs gestionnaires de réseau. Cette règle a été élaborée par l'ElCom afin de pouvoir évaluer de manière simple les coûts de gestion et de distribution appropriés ainsi que les bénéfices des gestionnaires de réseau dans la distribution d'énergie relevant de l'approvisionnement de base. En principe depuis début 2020, la règle est la suivante : si la somme déclarée des coûts de gestion et de distribution (bénéfice inclus) ne dépasse pas la limite des 75 francs par destinataire de factures, l'ElCom ne s'y intéresse pas davantage pour des questions de priorité. Un gestionnaire de réseau s'est plaint de ne plus pouvoir dégager de bénéfices dans la distribution avec l'abaissement de la valeur seuil de 95 à 75 francs. La demande de maintien de la valeur seuil de 95 francs comme critère d'intervention a été rejetée. L'ElCom avait décidé de cette baisse compte tenu de l'évolution des coûts et des bénéfices au fil des ans. L'ElCom a précisé les modalités d'application de la règle dite des 75 francs dans sa directive 5/2018. Le principe est le suivant : si des frais de gestion - après vérification par l'ElCom - de plus de 75 francs sont imputables à chaque destinataire de facture, un gestionnaire de réseau est en principe libre de calculer un bénéfice de la même manière que pour le réseau, pour autant que la somme des coûts soit inférieure à 120 francs par destinataire de facture.

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, de l'efficacité des coûts et des tarifs 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 parfois 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 fournies chaque année par 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.

Pour évaluer les indicateurs, l'ElCom a réparti les quelque 620 gestionnaires de réseau en huit groupes, en fonction de données topographiques (densité d'urbanisation) et de la quantité d'énergie soutirée par les consommateurs finaux (densité énergétique). Les résultats individuels sont calculés sur cette base et ont été envoyés aux gestionnaires en décembre 2021.

Durant l'exercice, les indicateurs calculés sont restés inchangés. Il s'agira d'examiner au cours de la nouvelle année, si de nouveaux indicateurs doivent être 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.

Comme les années précédentes, un sujet important a été la création d'une base juridique dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Cette base devrait permettre de publier les résultats individuels de chaque gestionnaire de réseau, comme cela se fait avec les tarifs de l'énergie publiés sur le site internet de l'ElCom. Durant l'exercice, l'ElCom a commencé à préparer la publication ultérieure lorsque les bases légales seront disponibles.

5.8 Systèmes de mesure

Dans sa décision 233-00093 du 6 avril 2021, l'ElCom s'est prononcée pour qu'un système de mesure non certifié installé avant le 1^{er} janvier 2018 puisse être utilisé jusqu'à la fin de sa durée de vie. Le consentement du consom-

mateur final n'est pas nécessaire pour l'installation d'un tel système. Le gestionnaire de réseau doit garantir la sécurité des données des systèmes de mesure et tenir compte du droit en matière de protection des données.

Cette disposition s'applique que le système de mesure soit certifié ou non. Dans le cas examiné, l'installation d'un système de mesure non certifié n'a pas violé les dispositions relatives à la sécurité des données ni le droit de la protection des données. Il existe une base légale suffisante pour le traitement des données de mesure au sens de l'art. 8d, al. 1, let. b, OApEl. La procédure prévue à l'art. 8d OApEl est proportionnée et répond à l'intérêt public. La décision a été contestée devant le Tribunal administratif fédéral ; un jugement n'est pas encore disponible au moment de la publication du rapport d'activité.

Conformément à l'art. 8a, al. 2, let. c, OApEl, les clients dans le domaine des mesures

ont le droit de consulter leurs valeurs de courbe de charge des cinq dernières années et de les télécharger dans un format de données international courant. Les coûts de capital et d'exploitation pour garantir ce droit sont considérés comme des coûts de réseau imputables (art. 8a, al. 2bis, OApEl) ; l'accès doit être possible jusqu'au 30 juin 2021 (art. 31I, al. 6, OApEl). Des exceptions sont possibles si la mise à niveau de systèmes non conformes à l'OApeI entraîne des dépenses supplémentaires importantes. Les valeurs de courbe de charge ne doivent pas être supprimées après un an, même si elles ne sont pas pertinentes pour la facturation. L'art. 8a, al. 2, let. c, OApEl ne contredit pas l'art. 8d, al. 3, OApEl.

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 durant l'exercice une attention particulière à la séparation comptable de l'exploitation du réseau, à l'interdiction des subventions croisées et à la prévention en matière d'utilisation des avantages tirés d'informations concernant le secteur des réseaux. En revanche, toute infraction pénale aux prescriptions relatives à la séparation est poursuivie par l'OFEN.

L'ElCom a répondu à de nombreuses demandes de renseignements et a informé et sensibilisé les gestionnaires de réseau. Elle a clôturé par ailleurs un cas présumé de subventions croisées entre les coûts du réseau réglementaires et des projets ne relevant pas du secteur du réseau.¹ Sur la base des comptabi-

lités analytiques présentées chaque année, l'ElCom a procédé à une enquête préliminaire afin de déterminer s'il existait des indices de comportement illicite qui justifieraient l'ouverture d'une procédure (examen approfondi des tarifs). Sur la base des comptabilités analytiques, des questionnaires et des entretiens, les valeurs des installations, les coûts du réseau et les coûts de l'énergie (coût de production et de distribution) ont été vérifiés pour détecter des irrégularités. L'accent a été mis sur la répartition des coûts d'exploitation et la facturation interne. Aucune anomalie n'a été constatée concernant la valeur des installations ni les coûts du réseau. L'enquête préliminaire menée par l'ElCom n'ayant révélé aucun indice d'un éventuel subventionnement croisé au détriment de l'exploitation du réseau, aucune procédure n'a été engagée.²

¹ cf. Newsletter 02/2021 de l'ElCom disponible sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Newsletter

² La violation relevée de la règle dite des 95 francs a été corrigée dans l'intervalle par l'entreprise par le biais des différences de couverture.

5.10 Découverts de couverture

Selon l'article 19, alinéa 2, OApEl, les gestionnaires de réseau doivent rembourser aux consommateurs finaux, les différences entre les recettes et les coûts par le biais des tarifs des périodes suivantes si les revenus dépassent les coûts imputables (excédents de couverture). De manière analogue, les gestionnaires de réseau sont également autorisés à inclure dans les tarifs les différences concernant les budgets, les ventes et les prix qui entraînent des déficits de couverture. La règle veut que les montants importants soient répartis sur trois ans.

L'ElCom a constaté que de nombreux gestionnaires de réseau ne réduisent pas les découverts ou ne les réduisent pas suffisamment. Jusqu'à l'année tarifaire 2020, environ 1,5 milliard de francs avaient ainsi été accumulés. Les gestionnaires des réseaux de distribution ne sont pas obligés de faire valoir les découverts de couverture en augmentant les coûts ; ils peuvent aussi les amortir. Le cas échéant, une entreprise peut également demander à l'ElCom de prolonger le délai d'amortissement de trois à cinq ans maximum.

Des découverts qui s'accumulent représentent des risques de futures augmentations des tarifs. En outre, conformément à la directive 2/2019, les découverts à la charge des consommateurs finaux peuvent être rémunérés avec le WACC actuellement en vigueur de 3,83 %. Dans le contexte actuel des taux d'intérêt, l'incitation à générer des découverts de couverture est donc élevée. C'est pourquoi, depuis

2019, l'ElCom a beaucoup communiqué sur le fait que la directive 2/2019 devait être respectée concernant la réduction de ces différences. La communication a conduit à une certaine amélioration, mais la commission a estimé que l'évolution était insuffisante, car la comptabilité analytique pour les tarifs 2021 faisait toujours état de découverts de couverture pour environ 1,3 milliard de francs au total.

L'ElCom a donc lancé une campagne de plusieurs années pour résorber les découverts. Dans un premier temps, à la fin de l'été 2021, plus de 400 gestionnaires de réseau ont été contactés, car leurs découverts de couverture dans la comptabilité analytique pour les tarifs 2021 dans le réseau et/ou dans l'énergie pour les tarifs 2021 représentaient plus de 10 % de leur chiffre d'affaires. Les gestionnaires de réseau ont été invités à

- amortir de manière neutre sur le plan tarifaire les découverts de couverture du moment qu'ils renoncent à les faire valoir, ou à
- présenter en bonne et due forme un plan de réduction si lesdits découverts ne sont pas réduits conformément à la directive.

Le courrier réservait la question d'un amortissement de manière neutre des différences de couverture ainsi que celle de la restitution des intérêts théoriques. Les plans de réduction sont actuellement examinés. Il est prévu de continuer à suivre de près la question des découverts.

5.11 RCP, modèle pratique, RPC, rétribution de reprise de l'électricité

L'ElCom a répondu à plusieurs questions portant sur la formation d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). La possibilité de recourir au réseau de distribution dans le cadre du RCP a alors été examinée à plusieurs reprises. L'ElCom a établi que

l'utilisation du réseau de distribution existant n'est pas autorisée. En conséquence, la législation en vigueur en matière d'énergie ne prévoit pas la création d'un « RPC de quartier » qui utiliserait le réseau de distribution individuel. Par ailleurs l'ElCom a constaté que la loi

et l'ordonnance ne règlent pas la question de savoir si plusieurs RCP et d'autres consommateurs finaux ne participant pas au RCP peuvent être raccordés en amont d'un point de fourniture. Il n'y a pas de restrictions légales explicites l'interdisant dans le droit régissant l'approvisionnement en électricité et dans celui de l'énergie. Si les exigences de l'art. 14 OEné concernant le lieu de production ainsi qu'une mesure correcte du RCP (à chaque fois électricité soutirée du réseau et injectée) conformément à l'art. 18, al. 1, LEné et des éventuels consommateurs finaux non participants (électricité soutirée) sont assurées, plusieurs RCP et d'autres consommateurs finaux peuvent être raccordés en amont du même point de fourniture. Les exploitants d'installations peuvent également, dans certaines circonstances, vendre l'énergie qu'ils produisent eux-mêmes sur le lieu de production à plusieurs consommateurs finaux, sans que ces derniers se regroupent en RCP conformément à l'art. 17 LEné. Concernant ce « modèle de pratique », l'ElCom a publié en 2020 la Communication « Modèle de pratique concernant la consommation propre »¹, qui a été complétée le 30 juin 2021 suite à des demandes. La communication stipule que les gestionnaires de réseau ne sont pas tenus d'autoriser la consommation propre commune pour les exploitants d'installations au sens du modèle de pratique. Une mise en œuvre serait toutefois souhaitable dans la perspective de la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050. La communication fournissait également quelques précisions sur la mesure (ch. 2.2.) ainsi qu'une annexe répertoriant les différences entre le RCP et le modèle de pratique.

Dans le cadre d'une procédure concernant la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), le Tribunal fédéral avait décidé que l'installation photovoltaïque en question n'était intégrée que visuellement et non structurellement. Soucieuse de protéger la confiance légitime, l'ElCom a accordé en

2020 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'exploitant de l'installation a attaqué la décision de l'ElCom devant le Tribunal administratif fédéral. Celui-ci a rejeté le recours par un arrêt exécutoire (A-6525/2020) du 7 septembre 2021 et a confirmé la décision de l'ElCom dans son intégralité.

Une autre décision de l'ElCom concernant la RPC et datant de 2020, par laquelle l'ElCom soutenait la non-approbation par Swissgrid SA d'une prolongation de délai de notification de l'avancement du projet, a été confirmée au cours de l'exercice aussi bien par le Tribunal administratif fédéral (arrêt A-2974 du 8 mars 2021) que par le Tribunal fédéral (arrêt 2C_351/2021 du 30 septembre 2021).

Dans sa décision 222-00001 du 11 mai 2021, l'ElCom a évalué la détermination de la rétribution de reprise de l'électricité pour les énergies renouvelables. Si les gestionnaires de réseau et les producteurs n'arrivent pas à convenir d'une rétribution, il incombe à l'ElCom de trancher (art. 62, al. 3, LEné). La rétribution de reprise de l'électricité issue d'énergies renouvelables se fonde sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente (art. 15, al. 3, let. a, LEné). L'art. 12, al. 1, OEné précise que la rétribution de reprise de l'électricité est basée sur les coûts pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production. Il n'y a pas d'obligation de reprise pour les garanties d'origine. Selon l'ElCom, l'art. 12, al. 1, OEné est conforme à la loi. La décision a été contestée et est toujours pendante devant le Tribunal administratif fédéral. La prise en compte des coûts de revient est contestée.

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

6 Surveillance du marché



L'électricité fait l'objet d'un négoce impliquant plusieurs bourses européennes de l'électricité mais aussi de manière plus directe des plateformes de courtage. Les sociétés de négoce suisses font partie des principaux acteurs du marché.

6.1 Transparence sur le marché de gros de l'électricité

Au début de l'année, l'ElCom s'est à nouveau penchée sur les prix négatifs de 2020. Au cours du second semestre de 2021, les activités de la section Surveillance du marché ont été marquées par les prix élevés sur le marché de gros de l'électricité. Les prix du gaz et de l'électricité ont littéralement explosé sur les marchés spot et à terme, atteignant chaque semaine de nouveaux sommets. Les principaux moteurs de la hausse des prix de l'électricité ont été les prix du gaz, du charbon et du CO₂, qui ont atteint un niveau très élevé au cours du second semestre. Le faible niveau des stocks de gaz et les inquiétudes qui en découlaient pour l'approvisionnement ont entraîné une forte hausse des prix du gaz.

L'atelier consacré au trading algorithmique et à son impact sur le commerce, reporté en 2020, a cette fois pu se tenir en ligne avec succès, permettant d'aborder le sujet sous plu-

sieurs angles. Alors qu'une réflexion académique était menée, les discussions ont également porté sur les conséquences de l'utilisation pratique d'algorithmes dans le négoce à court terme en bourse et sur les dispositions de conformité prises à cet égard par les acteurs du marché. Présentant la situation par-delà les frontières, la Bundesnetzagentur a informé d'un cas de violation du REMIT en raison de l'utilisation d'algorithmes sur le marché du gaz. Enfin, l'ElCom a présenté les résultats de son enquête sur le marché ainsi que sa communication sur le trading algorithmique.

Le rapport annuel sur la transparence du marché, qui donne un aperçu des principales activités de la section Surveillance du marché, a également été publié dans le cadre de l'atelier. Outre diverses analyses réalisées, ce rapport propose également un aperçu de l'évolution annuelle des rapports sur les marchés spot et

à terme, se basant sur les rapports hebdomadaires sur le marché spot et sur le marché à terme publiés par l'ElCom depuis 2018.

Une analyse de la publication d'informations d'initiés sur la plateforme de transparence de l'EEX a révélé que les informations publiées sont parfois difficiles à comprendre pour les acteurs du marché. La période comprenant le démarrage ou la mise hors service de centrales nucléaires devrait justement être publiée à titre de rampe. Sur recommandation de l'ElCom, ce reporting est maintenant adapté. L'heure de démarrage se réfère désormais au début de l'arrêt ou du démarrage de la centrale électrique. Des informations supplémentaires peuvent être fournies dans un champ de texte.

En raison de l'augmentation du volume des données, l'infrastructure de reporting de l'ElCom a été développée et le concept de cybersécurité adapté, avec pour conséquence de réduire l'espace de stockage nécessaire et de permettre des analyses plus simples et plus rapides.

Cette année encore, les échanges avec certains organismes de surveillance du marché des pays voisins ont eu lieu en ligne. Ces réunions permettent de se tenir au courant des évolutions que connaît l'ACER et de discuter des événements et des développements actuels du marché. Dans ce contexte, des réunions de coordination ont également eu lieu avec la FINMA, la SIX et l'EPEX Spot.

En 2021, les travaux de l'ElCom se sont également poursuivis au niveau européen par le biais de ses activités au sein du groupe de travail du CEER, market integrity and transparency working group (CMIT). La participation à l'enquête

détaillée sur la mise en œuvre de la transparence et de l'intégrité du marché dans l'UE a été essentielle. Les résultats de cette enquête ont permis à l'ElCom de se faire une idée des processus de réglementation REMIT en Europe.

Le forum EMIT organisé par l'ACER en 2021 consistait en une rétrospective des 10 ans du REMIT (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie) ainsi qu'en une réflexion sur la suite du REMIT. Dans le cadre de ce forum, les développements actuels ont été discutés, comme le recours accru aux algorithmes sur le marché et le recours croissant aux flexibilités, notamment pour la fourniture de services-système, ainsi que les éventuelles répercussions sur les prix du marché. Les participants étaient d'accord pour dire que le système de compte-rendu du REMIT fonctionne, mais qu'une qualité parfaite des données est difficile à atteindre. Or, pour être efficace, l'analyse des données requiert une très bonne qualité des données. Une plus grande flexibilité dans l'étendue des comptes rendus permettrait au REMIT de mieux suivre l'évolution du marché, notamment en ce qui concerne le couplage des plateformes du marché d'équilibrage. Toutefois, comme l'environnement REMIT évolue, il pourrait être nécessaire, à un moment donné, de le remanier et de le modifier. En Suisse même, le REMIT n'est que partiellement mis en œuvre. Une initiative parlementaire déposée en décembre 2021 et intitulée « Accroître la transparence et l'intégrité du marché de gros de l'électricité pour garantir des prix équitables aux consommateurs »¹ pourrait jeter les bases d'un alignement sur le REMIT. Elle n'a pas encore été traitée en conseil.

¹ cf. Initiative Parlementaire - Grossen Jürg. 21.510

6.2 Surveillance du marché : les chiffres de 2021

Le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom en 2021 est passé de 78 à 82. En revanche, le nombre de fournisseurs de données, désignés comme « Registered Reporting Mechanism » (RRM), n'a pas changé, restant à neuf. Ces derniers transmettent à l'ElCom les données relatives aux transactions commerciales effectuées sur les marchés de l'UE et liées à l'énergie par les acteurs du marché enregistrés. Comme les années précédentes, l'ElCom a obtenu les données fondamentales et les publications sur les informations d'initiés via ses propres interfaces, spécifiquement créées, avec le REGRT-E et la plateforme de transparence de l'EEX.

En 2021 également, le nombre de transactions rapportées a continué d'augmenter. Ainsi, 45,2 millions de transactions ont été rapportées à l'ElCom durant la période considérée. L'augmentation des données fournies est modérée et s'explique par une tendance à des activités de trading de plus en plus à court terme et par le recours accru à des algorithmes de trading automatisés qui en découle.

En ce qui concerne les données transmises, les contrats standard représentent toujours la majorité des notifications en 2021, avec près de 90 %. La prédominance des affaires spot par rapport aux contrats à terme, établie les années précédentes pour les contrats standard, s'est maintenue, avec une légère augmentation de 94 à 95 %. La majeure partie des données transmises provient du négoce continu à court terme, qui représente 58 %. Les acteurs du marché enregistrés ont notifié la conclusion de 8685 contrats non standard, soit un changement d'environ 40 % par rapport à l'année précédente.

Par contre, l'augmentation est plus importante s'agissant des données fondamentales : on a enregistré plus d'un million de notifications de plus qu'en 2020, soit une hausse avoisinant 20 % par rapport à l'année précédente. Des changements modérés ont également concerné les publications d'informations d'initiés : les cas notifiés ont augmenté d'environ 15 % par rapport à l'année précédente.

L'ElCom intègre encore d'autres données afin de mieux comprendre le marché et pour pouvoir observer et évaluer efficacement le fonctionnement des marchés et les mécanismes de formation des prix, p. ex. les prix de règlement de l'EEX, qui servent de références dans les analyses, ou des informations de Refinitiv. En complément, des informations émanant de sources publiques (comme MétéoSuisse) 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. Cela est d'autant plus important que les prix du marché en Suisse dépendent fortement des développements et des événements dans les pays voisins.

Les données fondamentales disponibles sont aussi utilisées dans diverses publications, avant tout dans les rapports sur les marchés spot et à terme et dans le rapport sur la transparence du marché qui contribue à améliorer la transparence pour les acteurs du marché, tant du côté de la production que de celui de la consommation. Toutes les données disponibles contribuent à améliorer la qualité des analyses, des études et des publications de l'ElCom.

6.3 Forte hausse des prix dans l'UE et en Suisse

Les prix de l'électricité sur le marché spot et sur le marché à terme ont très fortement augmenté au cours de 2021. En 2020, un contrat de fourniture d'électricité en Suisse à toute heure pour l'année de livraison 2021 (Cal 21 Base) se négociait sur le marché à terme entre 37,95 EUR/MWh et 53,15 EUR/MWh. Si la même fourniture d'électricité avait été négociée au cours de l'année 2021 sur le marché spot dans le cadre de l'enchère day-ahead, il aurait fallu payer 115 EUR/MWh. Alors qu'au début de l'année, les prix de l'électricité pour les années de livraison 2022, 2023 et 2024

étaient négociés à des prix similaires, l'écart de prix entre ces contrats d'électricité n'a cessé d'augmenter au cours de l'année. Un contrat de fourniture d'électricité en Suisse à toute heure pour l'année de livraison 2022 (Cal 22 Base), qui coûtait encore 52,5 EUR/MWh en début d'année (cours à la clôture EEX du 11.01.2021), atteignait fin décembre une valeur maximale de 332,48 EUR/MWh (cours à la clôture EEX du 22.12.2021). Le prix le plus élevé pour les fournitures d'électricité était de 144,80 EUR/MWh pour l'année de livraison 2023 (cours à la clôture EEX du 21.12.2021).

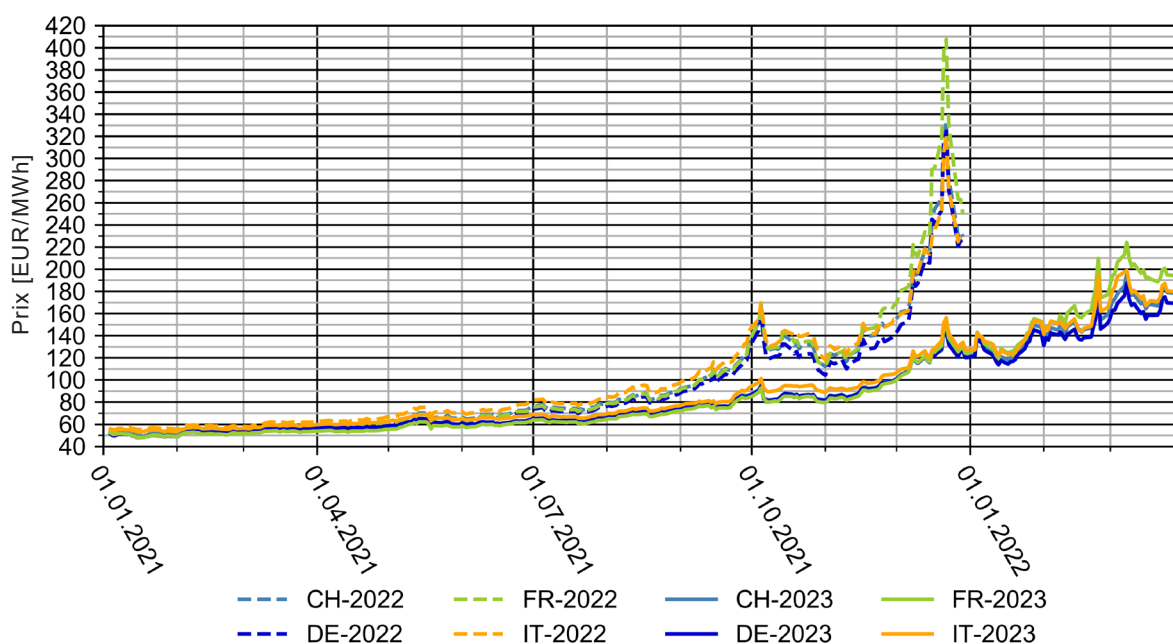


Figure 17 : prix au cours de l'année 2021 pour le produit annuel Base pour les années de livraison 2022 et 2023 pour les lieux de livraison Suisse (CH), France (FR), Allemagne (DE) et Italie (IT)

Les principaux moteurs de la hausse des prix de l'électricité ont été les prix élevés du gaz, du charbon et du CO₂. Le faible niveau des stocks de gaz et les inquiétudes qui en découlent pour l'approvisionnement ont entraîné une forte hausse des prix du gaz tout

au long de l'année 2021. L'hiver 2020/2021 a été plutôt froid en Europe et la production d'énergies renouvelables plutôt inférieure à la norme, ce qui a entraîné une demande plus marquée de gaz en Europe et une nouvelle baisse des stocks de gaz. Les prix du

gaz naturel liquéfié (GNL) étant plus élevés en Asie qu'en Europe durant l'année 2021, le GNL a donc continué à être acheminé principalement vers l'Asie. Les retards dans la mise en service de Nord Stream 2 ont entraîné une forte hausse des prix du gaz dès septembre 2021 et pour l'année de livraison 2022. Ces prix élevés du gaz ont amélioré la compétitivité du charbon dans la palette européenne des combustibles et ont donc augmenté la demande de charbon, avec pour corollaire de faire grimper le prix du charbon. Le prix du CO₂ a également fortement augmenté depuis début 2021. Dans ce contexte, le « pacte vert » (Green Deal) et l'« Ajustement à l'objectif 55 » ont été des facteurs déterminants sur ce marché.

De fortes variations de prix sur le marché de gros augmentent les risques en matière de crédits et de liquidités pour les entreprises suisses d'approvisionnement en énergie (grandes EAE et producteurs) qui sont très actives sur le marché de gros.

En Suisse, le négoce d'électricité se fait principalement de gré à gré (over the counter, OTC), bien que le négoce en bourse ait augmenté ces dernières années. Les forwards sont conclus de gré à gré, les futures sont conclus en bourse en tant qu'opérations à terme.

L'avantage des contrats à terme est qu'il n'y a pas de risque de contrepartie. La bourse veille, au moyen d'appels de marge quotidiens, à ce qu'il n'y ait pas de défaillance de crédit. Toutefois, les appels de marge obligent les entreprises à déposer de l'argent à la bourse pour pouvoir couvrir financièrement leur position de négociation. Avec pour inconvénient qu'en cas d'importants changements des niveaux de prix ou d'une augmentation significative de la volatilité, l'entreprise peut se trouver à court terme à court de liquidités. Si, par exemple, des en-

treprises d'approvisionnement en énergie ont déjà vendu à l'avance l'électricité produite par leurs propres centrales ou de manière spéculative via la bourse EEX, les appels de marge peuvent entraîner des manques de liquidités dans ces entreprises. Les recettes de la vente d'électricité pour l'année de livraison 2022 n'apparaissent pas encore dans les comptes, mais il faut déjà déposer en bourse, sous forme de somme d'argent, la différence de prix entre le prix actuel du marché et le prix de vente convenu à l'époque.

Pour les forwards négociés de gré à gré, il n'y a pas de garanties à apporter (margin), sauf si cela est explicitement convenu dans le contrat EFET. Il n'y a donc pas de risque de liquidités, mais il peut très bien y avoir une défaillance de la contrepartie, d'où l'existence d'un risque de crédit.

Les forts mouvements de prix peuvent conduire les contreparties à devoir déposer le bilan, éventuellement en raison d'un manque de liquidités ou de stratégies commerciales spéculatives. De ce fait, le risque de crédit a également fortement augmenté ces derniers temps pour les fournisseurs d'énergie suisses. Si des contreparties font défaut en raison d'insolvabilité, les opérations à terme déjà conclues doivent éventuellement être effectuées une nouvelle fois sur le marché à des conditions éventuellement nettement moins favorables. Cela peut s'avérer problématique d'un point de vue financier.

Pour les clients finaux suisses dans l'approvisionnement de base, les fortes augmentations de prix pour les fournitures d'électricité pour l'année de livraison 2022 sont moins problématiques. Conformément à l'art. 6, al. 3, LApEl, les tarifs de l'électricité sont valables pour un an au moins et font l'objet d'une publication présentant séparément

l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques. L'art. 10 OApEI contraint les EAE à publier les tarifs d'utilisation du réseau et les tarifs de l'électricité au plus tard le 31 août. La plupart des EAE suisses, qui ne disposent pas d'une production propre suffisante pour couvrir leurs besoins en électricité dans l'approvisionnement de base, se procurent les quantités sur le marché de gros de manière continue jusqu'à trois ans à l'avance et ont généralement couvert leurs besoins pour les clients bénéficiant de l'approvisionnement de base au moment de la publication des tarifs. Cette stratégie d'approvisionnement prudente s'avère désormais payante, tant pour l'année de livraison 2021, où les prix spot ont été nettement supérieurs aux prix du marché à terme, que pour l'année de livraison 2022, où les prix du marché à terme ont fortement augmenté, surtout à partir du second semestre de 2021.

L'augmentation des prix de l'énergie a un impact immédiat sur les clients du marché libre qui n'ont pas acheté leur énergie à l'avance. Les clients dans l'approvisionnement de base ne ressentent la hausse des prix qu'avec un certain retard, lors de la prochaine fixation des tarifs. Le prix sur le marché de gros de la fourniture d'électricité pour l'année de livraison 2023 n'a certes pas augmenté dans une mesure aussi importante que pour l'année de livraison 2022 ; néanmoins, il faut s'attendre à ce que les tarifs des EAE, qui doivent couvrir une plus grande partie de leurs besoins en énergie pour l'approvisionnement de base sur le marché, augmentent pour 2023 par rapport à 2022.

L'ElCom a une pratique longue et bien établie sur la question de l'adaptation des tarifs a posteriori ou en cours d'année. Une adap-

tation ultérieure des tarifs de l'énergie publiés n'est dès lors pas autorisée, notamment en raison du délai légal de publication des tarifs, qui pourrait être contourné à volonté si des adaptations ultérieures étaient possibles. D'autre part, les tarifs de l'énergie publiés servent de base aux éventuelles décisions de changement de fournisseur prises par les consommateurs finaux. Même avec l'augmentation actuelle des prix de l'électricité, cette pratique ne permet pas d'adapter les tarifs de l'énergie au-delà de leur publication fin août. Le gestionnaire de réseau peut, comme habituellement, compenser les écarts entre les recettes dégagées par les tarifs et les coûts de production réellement encourus par le biais des différences de couverture au cours des années suivantes.

L'augmentation des prix de l'énergie ne devrait pas non plus créer de fausses incitations dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement. Le projet de loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (acte modificateur unique) prévoit à l'art. 7 de régler légalement l'approvisionnement de remplacement.

Des prix élevés sur le marché de gros de l'électricité, mais surtout des différences de prix importantes entre les mois d'hiver, de décembre à mars, ont un impact sur le niveau des lacs d'accumulation et donc sur la sécurité de l'approvisionnement. Si les prix sur le marché de gros pour décembre 2021, par exemple, étaient nettement plus élevés que pour les mois ultérieurs, il est fort probable qu'en raison de la situation du marché, les stocks se seraient vidés plus que d'habitude en décembre. L'ElCom surveille de près l'évolution de ces différences de prix afin d'identifier à temps d'éventuels impacts sur la sécurité de l'approvisionnement.

6.4 Analyse de la situation aux frontières suisses, 2018 - 2021

Les discussions actuelles sur la poursuite des relations bilatérales avec l'UE font que des incertitudes subsistent plus que jamais quant au cadre et aux conditions dans lesquels l'électricité pourra être importée et exportée à l'avenir. En outre, il apparaît maintenant que la Suisse sera tributaire à long terme, au moins passagèrement, d'importations accrues d'électricité. En effet, la mise hors service prévue des centrales nucléaires entraînera la disparition d'une production d'électricité indigène substantielle, qui ne pourra peut-être

pas être compensée à temps par le développement des énergies renouvelables. Dans ce contexte, une étude a été menée sur l'évolution au cours des années 2018 à 2021, des capacités commerciales transfrontalières nécessaires au marché de gros de l'électricité et permettant de négocier de l'électricité avec les pays voisins. Le rapport peut être consulté sur le site de l'ElCom).¹ Les capacités journalières (moyenne sur 24 heures), par exemple, ont évolué comme le montre la figure 18 :

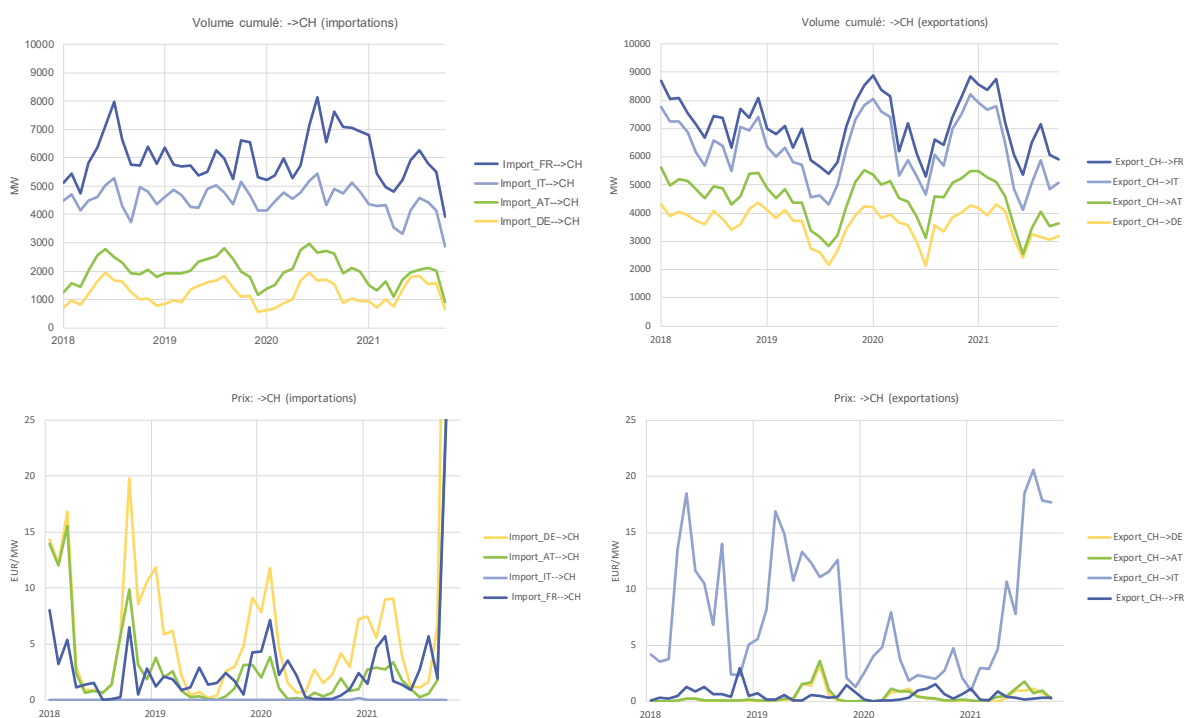


Figure 18: En haut : moyenne mensuelle des capacités journalières mises aux enchères par frontière, cumulées. En bas : moyenne mensuelle des prix d'équilibre des enchères journalières par frontière. Données prises en compte jusqu'en octobre 2021

Le rapport aborde non seulement les capacités annuelles, mais aussi les capacités mensuelles et journalières. On constate qu'aucune tendance forte ne se dégage concernant l'en-

semble des capacités, ni augmentation ni diminution significative des quantités. Aussi longtemps que la Suisse n'aura pas conclu d'accord sur l'électricité avec l'UE, il existe un

risque latent que la gestion des capacités transfrontalières se complique et que les quantités de capacités mises à disposition pour le négoce se réduisent. À cet égard, il convient notamment d'observer la mise en œuvre de la règle dite minRam de l'UE.

Les prix des capacités transfrontalières ont eu tendance à se contracter quelque peu, essentiellement parce que les différences de prix de l'électricité entre la Suisse et les pays limitrophes se sont également quelque peu réduites. Toutefois, l'évolution exceptionnelle des prix de l'électricité à l'automne 2021 a renversé cette tendance. Reste à savoir si cette tendance se poursuivra.

Il est tout à fait possible de réaliser des bénéfices en optimisant les capacités annuelles et mensuelles par rapport aux capacités journalières. Mais pour cela, il faut des estimations correctes des évolutions du marché. Les dernières années ont montré que le marché peut aussi se tromper ou être surpris par des événements imprévus, comme par exemple la pandémie de COVID-19 ou les prix extrêmes du gaz à l'automne 2021.

¹ cf. le Rapport de l'ElCom « Capacités transfrontalières sur le marché : évolution de 2018 à 2021 » sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Rapports et études

² cf. le Rapport de l'ElCom « Prise en compte du réseau suisse dans le calcul des capacités de l'UE » sous www.elcom.admin.ch > Documentation > Rapports et études

6.5 Recommandations de l'ElCom concernant la déclaration d'informations privilégiées

Dans le cadre des activités de suivi de la Section Surveillance du marché, les déclarations de révisions de centrales nucléaires sur la plateforme de transparence EEX ont été comparées en décembre 2020 avec les programmes prévisionnels réellement déclarés sur la plateforme de transparence du REGRT-E. L'ElCom a alors constaté que des acteurs suisses du marché déclarent différemment le moment de la mise hors service sur l'EEX TP lors de révisions prévues. En cas d'arrêt de la centrale, la publication sur l'EEX TP se rapporte en partie au moment du démarrage de la rampe, en partie à la fin de la rampe. Les acteurs suisses du marché ont généralement tendance à renoncer à une déclaration des rampes à ce moment-là.

Le document de l'ACER avec ses questions et réponses s'est étoffé au fil du temps. Il contient un résumé des questions les plus fréquemment posées par les acteurs du marché et d'autres parties prenantes, ainsi que les réponses de l'ACER relatives au règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). Dans la version de juin 2020, la ques-

tion de savoir si, lors de la mise en service ou hors service de la centrale, une rampe doit être publiée en tant qu'information privilégiée a reçu la réponse suivante au point III.7.14 :

Les contraintes des rampes qui sont considérées comme des informations privilégiées au sens de l'art. 2, par. 1, du REMIT (c'est-à-dire qui n'ont pas été rendues publiques, qui concernent, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elles étaient rendues publiques, seraient susceptibles d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros), devraient être publiées conformément à l'art. 4 du règlement REMIT.¹

Durant 2021, la section Surveillance du marché s'est entretenue à plusieurs reprises avec des acteurs du marché suisse et les régulateurs de l'UE sur le thème des informations privilégiées et des rampes, avec pour objectif de trouver une solution de branche pour la Suisse. L'objectif était de se mettre d'accord sur une pratique de déclaration uniforme dans l'esprit des recommandations de l'ACER et des normes sec-

torielles européennes pour la déclaration des rampes concernant les centrales nucléaires.

Des clarifications des acteurs du marché ont montré qu'il existe des points névralgiques dans une rampe liée aux centrales nucléaires, qui sont à chaque fois atteints et conservés pendant un certain temps avec une augmentation pratiquement linéaire de la production. À partir de 2022, les déclarations REMIT concernant les centrales nucléaires suisses seront complétées sur la plateforme de transparence d'EEX par un champ de texte qui présentera de manière plus transparente la durée des différentes rampes liées à la mise en service ou hors service. De

plus, l'heure de mise hors service en cas de panne de la centrale, sera celle du début de la rampe ; l'heure de démarrage de la centrale étant celle à laquelle la centrale commence à redémarrer. Cela doit permettre d'accroître la transparence sur le marché de l'électricité et de mieux évaluer à l'avance, pour tous les acteurs du marché, les répercussions sur les prix des produits énergétiques de gros sur le marché à court terme.

¹ Traduction reprise du rapport : *Transparence du marché en 2020* ; version originale en anglais : *Ramping situations that qualify as inside information as per Article 2(1) of REMIT (i.e. a ramping situation of a precise nature which has not been made public, which relates, directly or indirectly, to one or more wholesale energy products and which, if it were made public, would be likely to significantly affect the prices of those wholesale energy products)* should be disclosed under Article 4 of REMIT. Source: ACER REMIT

7 Affaires internationales



Le marché de l'électricité se caractérise par un contexte international particulièrement étroit en raison de la mise en réseau physique effective. Celle-ci permet de commercer, mais surtout elle joue un rôle prépondérant pour la stabilité de l'approvisionnement.

Les baisses de la consommation d'électricité liées au confinement et au ralentissement économique en 2020 ont été atténuées avec la reprise économique en 2021, soutenue notamment dans l'UE par le plan de relance Next Generation EU (2020), doté de plus de 800 milliards d'euros.

En revanche, à partir du second semestre 2021, des hausses soudaines, importantes et relativement inattendues des prix du gaz ont entraîné des records pour d'autres agents énergétiques (charbon, pétrole, etc.) ainsi que pour les prix de l'électricité, qui se sont progressivement répercutés sur tous les marchés de gros (bourses).

Dans les pays où les consommateurs ou la production d'électricité dépendent plus directement du gaz, voire du charbon, ces hausses sont rapidement devenues un sujet politique, avec de grandes divergences de vues quant aux causes et aux remèdes au sein de l'UE, entre les États membres du sud

ou de l'est et ceux du nord, qui misent davantage sur les énergies renouvelables.

Alors que certains critiquent le nouveau cadre législatif de l'UE (« CEP - Clean Energy Package », 2019), dont la mise en œuvre a été retardée en 2020-2021 notamment à cause du Covid-19, d'autres pays estiment qu'il est approprié. Toutefois, les problèmes sont davantage dus à l'insuffisance des politiques et législations nationales en matière d'énergie ou à la dépendance géopolitique de l'UE vis-à-vis des énergies fossiles provenant de pays tiers qu'aux réformes que l'UE a menées depuis 2009 et 2019, notamment dans le secteur de l'électricité.

Également retardées en 2020 par la crise liée au Covid-19, les révisions et les mises en œuvre des méthodes de certains codes de réseau spécifiques de l'UE, ont repris et accéléré en 2021 dans les domaines de l'exploitation du réseau, du raccordement au réseau, de la gestion des congestions et de l'énergie

de réglage (p. ex., calculs de capacité pour les marchés Intraday, J-1, énergie de réglage ou à terme). À la demande de la Commission européenne, un seul projet a été lancé en 2021 pour un nouveau code de réseau supplémentaire, qui concerne la cybersécurité dans le secteur de l'électricité. Le REGRT-E devrait le finaliser en 2022, en coordination avec l'ACER et en vue de son adoption finale en tant que règlement européen (« Network Code on Cybersecurity to set a European standard for the cybersecurity of cross-border electricity flows » code de réseau concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité).

À l'instar des autres lois et codes de réseau de l'UE, ce projet vise à harmoniser le cadre législatif dans le but de libéraliser et d'intégrer les marchés nationaux de l'électricité. En outre, des effets positifs doivent se dégager en faveur des consommateurs européens, des énergies renouvelables, de la sécurité de l'approvisionnement, de la concurrence et de l'innovation.

Dans cette optique, la Commission européenne a également proposé le 15 décembre 2021 une réforme complète du secteur du gaz afin de créer les conditions nécessaires à la transition du gaz fossile vers des gaz renouvelables et à faible émission de CO₂, et de renforcer la résilience du système gazier. L'UE entend réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins

55 % d'ici 2030, afin de respecter ses engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris (2015) en matière de neutralité climatique d'ici 2050 et de concrétiser son ambitieux pacte vert européen.

En raison des liens étroits qui unissent la Suisse à ses voisins européens, tous ces développements et changements, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'UE, sont très importants, que ce soit pour le secteur de l'électricité, en termes de sécurité de l'approvisionnement, ou encore d'un point de vue politique, législatif et économique.

En 2021, l'évolution la plus pertinente pour l'ElCom dans le cadre de la coopération internationale a été la résiliation par l'ACER du Memorandum of Understanding (MoU). L'ACER et l'ElCom avaient signé ce MoU en 2015 et y avaient convenu d'un statut d'observateur pour l'ElCom dans les groupes de travail de l'ACER en charge de l'électricité. La forte intégration du réseau électrique suisse en Europe était alors la motivation commune pour permettre une telle collaboration. Depuis la rupture des négociations sur l'accord-cadre CH-UE en mai 2021, l'aggravation de la situation concernant la participation de Swissgrid aux plateformes de balancing ainsi que le Brexit, le ton des instances européennes s'est durci vis-à-vis de la Suisse. L'ACER a résilié le MoU en août 2021, de sorte que l'ElCom n'est plus en contact direct avec les groupes de travail correspondants.

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 de l'approvisionnement et du réseau ainsi qu'aux exportateurs suisses. Les capacités d'importation et

d'exportation disponibles étant limitées, l'art. 17, al. 1, LApEl prévoit de les attribuer selon des procédures axées sur des règles de marché, avec deux exceptions : d'une part pour les contrats à long terme conclus avant le 31 octobre 2002, soit avant tout quelques

contrats encore en cours avec la France ; d'autre part pour la production de centrales hydrauliques transfrontalières. Troisièmement, les capacités dans le négoce intrajournalier ne sont actuellement pas tarifées.

Ainsi, la majeure partie des capacités des lignes transfrontalières est allouée par enchères explicites, le droit de transport étant octroyé séparément, par opposition aux enchères dites implicites, où le droit de transport est automatiquement attribué conjointement à la vente d'électricité en bourse au plus offrant.

Ces dernières années, l'UE a progressivement harmonisé les règles de gestion des lignes de raccordement et des congestions, apportant de grands changements aux pratiques que les gestionnaires des réseaux de transport mettaient en œuvre jusque-là.

L'introduction progressive du couplage de marché basé sur les flux (flow based market coupling - FBMC) par un nombre croissant d'États membres de l'UE permet une meilleure utilisation des capacités de réseau sur le plan économique et incite à supprimer les congestions par des investissements appropriés. Par ailleurs une limitation des capacités transfrontalières entre pays et zones de prix permet d'éviter autant que possible de reporter ces congestions aux frontières. Le FBMC sera étendu à 13 pays de l'UE à la mi-2022 et probablement à d'autres pays à l'avenir, y compris à l'Italie.

L'UE et l'ACER cherchent donc à intensifier les possibilités d'exportation et d'importation, afin de renforcer la concurrence et la sécurité de l'approvisionnement. Cela implique d'éviter toute discrimination pénalisant les flux commerciaux entre zones de prix et pays par rapport aux flux purement internes ou nationaux, les flux commerciaux internationaux s'écoulant généralement, en raison des diffé-

rences 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 entre zones, afin d'améliorer l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement à l'échelle de toute l'Europe. Des exceptions à cette règle des 70 % des capacités transfrontalières sont possibles jusqu'en 2025.

En 2021, les frontières entre la Bulgarie, la Hongrie, la Slovaquie, la Roumanie et leurs voisins de l'UE ont été intégrées dans ce que l'on appelle le « Single Day-Ahead Coupling (SDAC) ». Celui-ci vise à créer un marché paneuropéen unique de l'électricité à horizon journalier (J-1). Ainsi, presque tous les pays de l'UE et presque toutes les lignes de raccordement, ou du moins les plus importantes au sein de l'UE, sont désormais couverts par le SDAC. Leurs capacités sont allouées par un algorithme d'optimisation commun qui couple les marchés de gros des différentes régions de l'UE.

En ce qui concerne le marché intrajournalier, l'Italie a rejoint en septembre 2021 les 21 autres pays de l'UE et la Norvège qui participent déjà au « Single Intraday Coupling (SIDC) » depuis 2018/2019. Celui-ci est similaire au SDAC, mais son horizon temporel est plus court, ce qui est particulièrement important pour intégrer les énergies renouvelables intermittentes telles que l'éolien et le solaire. Une quatrième extension à la Grèce et à la Slovaquie est prévue pour fin 2022. Les deux enchères implicites en vigueur depuis avril 2019 pour l'allocation de la capacité frontalière entre la Suisse et l'Italie ont été remplacées à partir de septembre 2021 par l'introduction de deux enchères explicites.

Le rapport de l'ACER sur le marché de l'électricité 2020 de l'UE, publié à l'automne 2021, souligne les difficultés qu'il reste à surmonter pour parvenir à un marché intérieur européen plus intégré. Pour la première fois, ce rapport contient également des réflexions sur la transition énergétique et climatique dans l'UE, sur certains obstacles à la libre formation des prix, sur certaines règles relatives à l'interruptibilité de la demande et sur les efforts de réforme des neuf pays tiers du sud-est de l'Europe (membres de la Communauté de l'énergie) afin de reprendre, dans la mesure du possible, l'acquis communautaire de l'UE dans le domaine de l'énergie.

Les flux physiques ne répondant pas systématiquement aux flux commerciaux planifiés, ils réduisent les possibilités d'échange aux frontières et nécessitent souvent de coûteuses interventions pour éliminer les risques qu'ils font peser sur le réseau (redispatch, etc.). Depuis 2020, l'ACER recommande de partager les coûts de telles mesures préventives et curatives sur la base du principe de causalité afin de garantir, voire d'optimiser et de maximiser la capacité d'échange.

L'évolution des réglementations et des méthodes de l'UE, dont la Suisse était presque totalement exclue, devrait, malgré des aspects positifs, entraîner de plus en plus de congestions dans le réseau suisse. Celles-ci affectent les échanges commerciaux et flux physiques au sein et en dehors de l'UE, surchargeant de plus en plus fréquemment le réseau de Swissgrid.

Jusqu'à présent, la Suisse n'a été que partiellement impliquée dans certains développements de l'UE. L'EiCom 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 transfrontalières. Comme déjà

mentionné, la résiliation du MoU par l'ACER en août 2021 va compliquer cette tâche.

Swissgrid a pour l'heure recouru contre une décision de la Commission européenne. La participation de Swissgrid à différentes plateformes pour le négoce transfrontalier d'énergie de réglage est également menacée, tant qu'il n'y a ni solution politique ni jugement de la Cour de justice de l'UE en faveur de Swissgrid.

Fin 2021, un contrat de coopération concernant l'implication de Swissgrid à la frontière italienne a pu être signé après deux ans et l'accord de tous les régulateurs de la région (Italie, France, Autriche, Slovaquie et Suisse), ce qui est positif pour toutes les parties concernées.

De l'autre côté, la participation du Royaume-Uni au marché intérieur de l'électricité de l'UE et au FBMC a pris fin, ceci en raison du Brexit et du nouvel accord de partenariat du 24 décembre 2020, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2021. Le Royaume-Uni a dû revenir à une allocation explicite des capacités frontalières. Néanmoins, l'accord de commerce et de coopération entre l'UE et le Royaume-Uni vise, entre autres, un commerce efficace via des lignes de raccordement en courant continu et prévoit la possibilité de développer un « Multi-Region Loose Volume Coupling » dans un délai de 15 mois. Mais il ne sera pas aussi efficace que le modèle standard de l'UE de 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. Le régulateur (Ofgem) et le gestionnaire du réseau de transport (National Grid) du Royaume-Uni ont été exclus de l'ACER et du REGRT-E jusqu'à ce que la future coopération avec ces organismes soit fondamentalement réglée.

7.2 Merchant lines

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. Dans son arrêt 2C_734/2020 du 1^{er} décembre 2021, le Tribunal fédéral a rejeté le recours contre la décision de renvoi du Tribunal administratif fédéral.

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 durant l'exercice. Il n'est pas exclu que pour cette ligne, l'ElCom reçoive ces prochaines années une demande de dérogation concernant l'accès au réseau conformément aux dispositions de l'ordonnance du DETEC sur les dérogations concernant l'accès au réseau et les coûts de réseau imputables au niveau du réseau de transport transfrontalier (Odac).

7.3 Produits des enchères

Les capacités limitées du réseau de transport transfrontalier sont adjugées par Swissgrid au moyen d'enchères. Les produits de ces enchères sont partagés à toutes les frontières pour moitié entre Swissgrid et le gestionnaire du réseau de transport étranger concerné. Ils peuvent être utilisés pour couvrir les coûts de la fourniture transfrontalière d'électricité ou les coûts imputables du réseau de transport, de même que pour le maintien et l'extension de ce dernier (art. 17, al. 5, LApEl). Swissgrid soumet la demande concernant l'utilisation souhaitée à l'ElCom. L'ElCom statue ensuite sur l'utilisation des produits des enchères (art 22, al. 5, let. c, LApEl). De 2009 à 2012, environ 40 millions de francs ont été versés chaque année pour 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 de ce réseau. Étant donné que, ces dernières années, les investissements dans le réseau de transport n'ont pas pu être réalisés comme prévu, et compte tenu des conséquences financières de décisions judiciaires, Swissgrid a demandé que les produits des années 2013 à 2018 soient exclusivement utilisés pour réduire les tarifs du réseau. 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 % à la réduction des coûts imputables. En 2020, ces valeurs étaient de respectivement 45 % et 55 %.

Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères de 2021 qui s'écarte du ratio d'utilisation convenu : 55 % du

produit pour le maintien et l'extension du réseau de transport, 45 % pour la réduction des coûts. Cette proposition a été motivée par plusieurs effets spéciaux. L'ElCom a rejeté la proposition en février 2021. Elle a décidé que le ratio d'utilisation convenu doit être maintenu. En raison de la pandémie de coronavirus, Swissgrid a déposé en mars 2021 une demande de réexamen et proposait d'affecter les produits des enchères de 2021 exclusivement à la réduction des coûts imputables. Compte tenu de la situation extraordinaire, l'ElCom a accepté cette proposition.

Durant l'exercice, Swissgrid a soumis une proposition pour l'utilisation des produits des enchères de 2022. Elle a alors demandé de s'écarter du rapport d'utilisation convenu (65 % pour le maintien et l'extension du réseau de transport et 35 % pour la réduction des coûts imputables du réseau de transport) en raison d'effets spéciaux (notamment réduction des différences de cou-

verture suite à l'examen du système, versement de l'indemnité d'expropriation tranche B) ainsi que de la pandémie de coronavirus. L'ElCom n'a pas donné suite à cette demande et a maintenu le taux d'utilisation convenu (65 % et 35 %), parce que les effets spéciaux mentionnés étaient déjà planifiables et que la pandémie n'avait plus le même effet de surprise qu'en 2020. D'une manière générale, l'ElCom poursuit l'objectif d'utiliser durablement les recettes des enchères pour lisser les tarifs et ainsi en faire profiter les consommateurs finaux. Pour ce faire, il convient d'utiliser ces recettes en particulier pour maintenir et étendre le réseau de transport. Les coûts imputables sont ainsi atténués à long terme.

La figure 19 illustre comment les produits des enchères réalisés à la frontière suisse ont été utilisés entre 2017 et 2021. Les données de 2021 sont prévisionnelles, puisque le décompte définitif n'était pas encore disponible à la clôture de la rédaction.

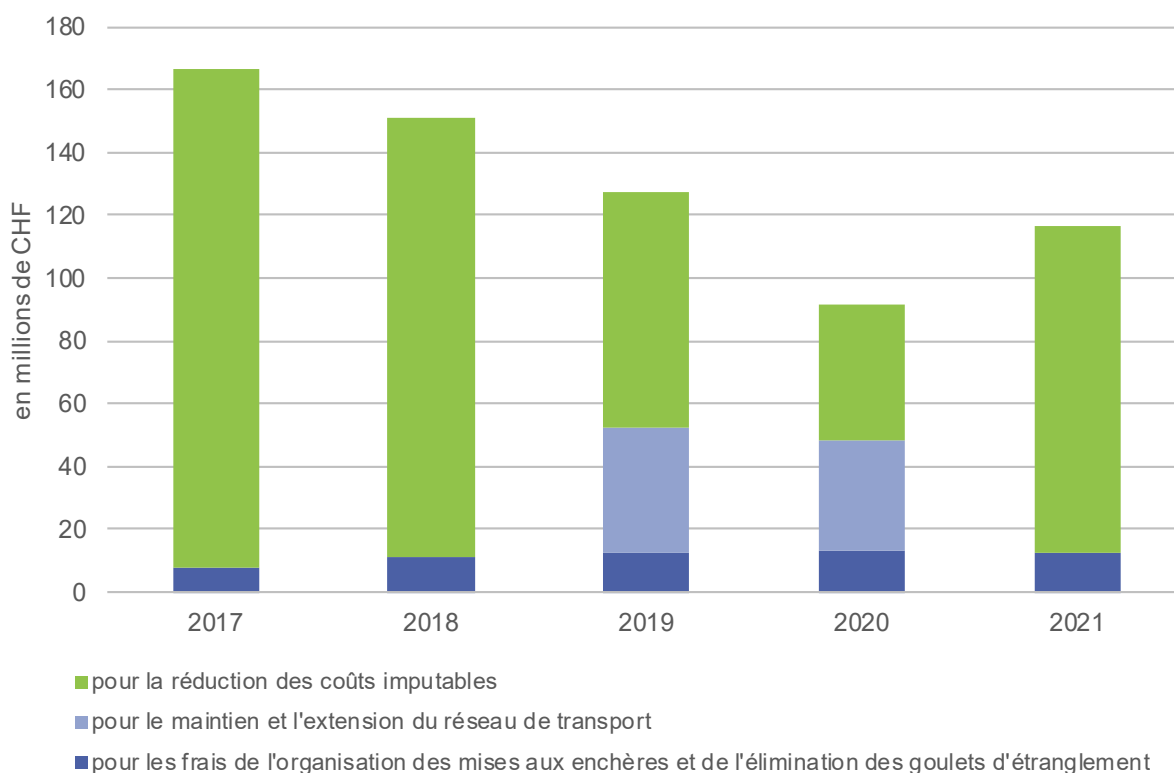


Figure 19 : Utilisation des produits d'enchères de 2017 à 2021

7.4 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'énergie de l'UE, l'achat et l'utilisation de l'énergie de réglage s'étendent systématiquement à l'échelle supranationale. Le marché bénéficie ainsi d'avantages considérables en termes de prix d'achat (et donc, en fin de compte, pour le consommateur final) et d'une meilleure protection contre d'éventuelles congestions.

Des plateformes commerciales internationales dédiées sont mises en place à cet effet. 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 développées en fonction des besoins. La plateforme pour l'énergie de réglage tertiaire (Replacement Reserve/Projet TERRE) est opérationnelle depuis janvier 2020, son lancement en Suisse ayant eu lieu en octobre 2020. Les autres plateformes pour l'échange d'énergie de réglage secondaire (aFRR, mFRR) seront mises en service au cours de 2022.

Remontant à l'époque antérieure à l'introduction des codes de réseau de l'UE, la coopération FCR entre des gestionnaires de réseau de transport 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 (Guideline on Electricity Balancing [EBGL]). Cette coopération sert à acquérir de la puissance de réglage primaire dans la zone synchrone européenne de 50 Hz, de réduire les coûts d'acquisition et d'introduire des incitations à l'entrée pour de nouveaux fournisseurs de puissance de réglage et de nouvelles technologies. L'ElCom et d'autres régulateurs et groupes d'intérêt sont activement impliqués.

En 2019, la coopération FCR a fait un premier pas vers une nouvelle conception du marché en introduisant des enchères quotidiennes J-2. Depuis, de nouveaux ajustements sont régulièrement discutés et introduits, notamment dans le but de faire évoluer la conception du marché vers le temps réel. L'introduction en juillet 2020 d'enchères J-1 avec une durée de produit réduite à 4 heures en est un exemple. Les opérations sur la plateforme FCR se déroulent grâce à un algorithme d'allocation complexe qui prend en compte différentes zones de prix et conditions secondaires et qui calcule un système de coût marginal (marginal pricing) et la durée de produit correspondante.

La participation de la Suisse aux trois plateformes RR/TERRE, aFRR et mFRR est soumise à une réserve légale de l'UE, selon laquelle la Commission européenne décide de la participation sur la base des prises de position du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité REGRT-E et de l'agence européenne ACER. Le REGRT-E a rendu un avis favorable en septembre 2017 et l'ACER en avril 2018. L'accès aux plateformes n'est malgré tout pas garanti et dépend fortement des relations politiques entre la Suisse et l'UE. En ce qui concerne la participation à la plateforme TERRE, la Direction générale de l'énergie de la Commission européenne a pris une décision négative qui continue de mettre en question la participation de Swissgrid.

L'ElCom met tout en œuvre pour que la Suisse participe aux plateformes, car une non-participation comporterait des risques considérables pour la sécurité de l'exploitation du réseau. En particulier, à très court terme, des flux d'électricité non planifiés et non annoncés pourraient surgir dans le réseau suisse et y provoquer des surcharges et des pannes. Cette situation pourrait également mettre en danger la sécurité du système de toute la région autour de la Suisse.

7.5 Instances internationales

Pour concrétiser le pacte vert pour l'Europe (2019), l'UE souhaite réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici 2030 (paquet dit « Fit-for-55 » du 14 juillet 2021, qui prévoit notamment la révision de la directive européenne sur les énergies renouvelables). Le 15 décembre 2021, la Commission européenne a proposé un paquet de réformes supplémentaires pour le secteur du gaz, ses marchés et ses infrastructures.

L'UE poursuit ses efforts pour concrétiser l'Accord de Paris sur le climat (2015), afin que l'Europe devienne le premier continent climatiquement neutre à l'horizon 2050. La transition énergétique et la transformation numérique de l'économie et de la société européennes sont prioritaires pour l'UE. Cette transition est massivement soutenue par le plan de relance Next Generation EU post-coronavirus. Pour ce faire, les pays de l'UE devraient notamment élaborer des plans énergétiques et climatiques cohérents et des réformes réalisables de leurs propres marchés énergétiques nationaux pour la période 2021-2030.

Il convient également d'intensifier la coopération transfrontalière et régionale dans le secteur du gaz ainsi que 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). La nouvelle série de propositions législatives de la Commission européenne de décembre 2021 vise à créer les conditions d'une transition du gaz naturel fossile vers des gaz renouvelables et à faibles émissions de CO₂, notamment le biométhane et l'hydrogène, et à renforcer la résilience du système gazier. Cette proposition intervient dans un contexte d'augmenta-

tion générale des prix de l'énergie - y compris de l'électricité - qui s'est accentuée au cours du second semestre 2021 et que l'UE et ses États membres tentent d'atténuer. Les adaptations réglementaires correspondantes seront examinées courant 2022.

Avec la résiliation des possibilités de coopération avec l'ACER en raison de l'échec de l'accord-cadre institutionnel entre la Suisse et l'UE, l'ElCom a perdu son statut d'observateur dans le « ACER Electricity Working Group » et ses sous-groupes. Elle ne dispose donc plus d'informations directes sur les développements au sein de l'UE importants pour la Suisse.

De plus, la Commission européenne a refusé que l'ElCom participe en tant qu'observateur au Forum européen de réglementation de l'électricité en 2021. Ce forum dit « de Florence » s'intéresse au défi de l'intégration du marché intérieur européen de l'énergie. L'ElCom s'efforce de compenser ce manque d'informations par des échanges bilatéraux et de continuer à faire valoir les intérêts de la Suisse.

D'ici juillet 2022, des centres de coordination régionaux (RCC - Regional Coordination Centers) devront être mis en place et les actuels coordinateurs de sécurité régionaux (RSC - Regional Security Coordinators), tels que Coreso ou TSCNet Services, devront être remplacés afin de soutenir un système électrique sûr, fiable et efficace et de réaliser des calculs de capacité et des analyses de sécurité. Comme décidé en 2021, Swissgrid pourra rester membre de TSCNet à l'avenir. Dans la nouvelle structure, Swissgrid aura certes moins de pouvoir de décision, mais le flux d'informations nécessaire à l'exploitation sûre du système est assuré selon les estimations actuelles. Mais la mise en œuvre effective des

RCC prendra encore plusieurs années et comporte de nombreuses incertitudes.

En 2021 et comme par le passé, l'ElCom a participé avec l'OFEN et Swissgrid aux travaux du Forum pentalatéral de l'énergie (PLEF) visant notamment à garantir la sécurité du réseau durant la période hivernale ainsi que la répartition des coûts de redispatching. Elle a participé aux discussions relatives à l'évolution de la gestion de capacités aux frontières du nord de l'Italie.

De plus depuis 2012, l'ElCom bénéficie du statut d'observateur au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Le CEER a défini une nouvelle stratégie 2022-2025 « Empowering Consumers for the Energy Transition », conforme aux objectifs généraux de l'UE. Le « Réseau de l'OCDE des régulateurs économiques (OECD Network of Economic Regulators NER) » travaille depuis 2021 sur les ressources, la planification stratégique et l'évaluation des performances des autorités de régulation économique.

8 Perspectives

Au cours de l'hiver 2021/22, les tensions géopolitiques ont eu des répercussions très nettes sur le marché de l'électricité. L'ElCom s'attend à ce qu'à court et moyen terme, les prix restent élevés et, de plus, volatils. Jusqu'à présent, les clients bénéficiant de l'approvisionnement de base ont été largement épargnés par ces hausses de prix. Pour l'année tarifaire 2023, il faut toutefois s'attendre à une augmentation générale des tarifs de l'énergie.

Les prix du gaz, qui ont connu une hausse exceptionnelle liée au conflit entre l'Ukraine et la Russie, sont le principal moteur de l'augmentation des prix de l'électricité en Europe et donc également en Suisse. Mais ces augmentations de prix ne sont perceptibles pour les consommateurs d'électricité dans l'approvisionnement de base, ni en 2021, ni en 2022, puisque leurs tarifs énergétiques sont communiqués par les fournisseurs en août pour l'année suivante. Comme la majorité des EAE se procurent une part importante de leurs besoins en électricité sur le marché, les hausses de prix toucheront également, avec un certain retard, les clients relevant de l'approvisionnement de base.

Comme les EAE se procurent généralement leur électricité jusqu'à trois ans à l'avance et qu'elles ont déjà couvert la plupart de leurs besoins pour les clients relevant de l'approvisionnement de base au moment de la publication des tarifs, les fortes hausses de prix à partir de l'automne 2021 ne devraient avoir qu'un impact limité sur leurs coûts d'approvisionnement pour les années 2021 et 2022 - raison pour laquelle les éventuelles demandes supplémentaires à l'égard des consommateurs finaux par le biais de la constitution de différences de couverture devraient également rester modérées. L'ampleur des éventuelles augmentations de tarifs pour 2023 est difficile à prévoir et variera selon les différents fournisseurs. En raison des hausses de prix (hétérogènes), l'ElCom s'attend à être confrontée cette année à un nombre croissant de demandes concernant

le montant et la structure des tarifs, l'approvisionnement de remplacement ainsi qu'à des questions en rapport avec l'accès au marché et l'approvisionnement de base.

Comme l'a montré la situation à fin 2021, la volatilité du marché de l'électricité et les fluctuations extrêmes des prix peuvent également entraîner des défis en termes de liquidités pour les entreprises du secteur de l'énergie. Dans ce contexte, il n'est pas exclu que les problèmes de liquidités de certaines entreprises puissent également avoir des répercussions négatives sur la stabilité du marché dans son ensemble et, par conséquent, sur la sécurité de l'approvisionnement, obligeant de facto les pouvoirs publics à intervenir pour les soutenir. Le manque de transparence sur les positions commerciales et l'exposition des différents acteurs du marché en Suisse rendent difficile pour les autorités l'évaluation de la situation et, le cas échéant, des mesures nécessaires. Du côté de la Confédération, des travaux ont donc été engagés en vue d'une éventuelle adaptation des conditions-cadres ; l'ElCom est également impliquée dans ces travaux à titre consultatif.

En matière de sécurité d'approvisionnement, l'ElCom suit de près la mise en œuvre des réserves basées sur des centrales hydroélectriques et des centrales à gaz décidées par le Conseil fédéral. Concernant le concept de centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe élaboré par l'ElCom, il faut maintenant clarifier des questions supplémentaires de mise en œuvre, les coordonner avec la réserve hydraulique déjà envisagée et élaborer les bases juridiques. L'ElCom est en étroit contact avec l'OFEN et la branche.

Au niveau européen, l'extension du couplage de marché basé sur les flux à la zone de calcul de capacité CORE est importante pour l'année à venir. Avec l'intensification en parallèle du commerce à court terme via les plateformes internationales d'équilibrage, il faut s'assurer que la sécurité du réseau suisse est prise en compte de

manière adéquate, même avec des flux supplémentaires non planifiés. À cet effet, l'ElCom surveille le paramétrage des calculs de sécurité du réseau de Swissgrid en collaboration avec les gestionnaires de réseau de la région CORE et les partenaires des plateformes d'équilibrage.

Pour 2022, l'ElCom attend des décisions du Tribunal administratif fédéral sur les questions suivantes : un gestionnaire de réseau doit-il ou non tenir compte de ses propres coûts de revient pour déterminer le montant de la rétribution de reprise de l'électricité ? Le recours à un système de mesure non certifié viole-t-il le droit en matière de protection des données ? Comment l'ElCom doit-elle procéder lors d'un contrôle individuel des tarifs ?

De même, d'importants projets de loi et d'ordonnance dans le domaine de l'électricité sont à l'ordre du jour. La responsabilité incombe à l'OFEN. L'ElCom peut néanmoins intervenir à chaque fois dans le cadre des consultations. À ce titre, on mentionnera la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables comprenant une modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité (acte modificateur unique), la loi sur l'approvisionnement en gaz ainsi que des modifications d'ordonnances pour la mise en œuvre de l'initiative parlementaire Girod. Cette dernière introduit, outre une prolongation de la promotion des énergies renouvelables, une base légale pour les projets pilotes (« bac à sable »), ainsi qu'une prolongation de l'exception à la méthode du prix moyen prévue à l'art. 6, al. 5bis, LApEl. Il convient également de mentionner les modifications législatives prévues pour accélérer la construction de centrales (hydrauliques et éoliennes), qui seront mises en consultation en 2022.

En 2022, la section Prix et tarifs mettra l'accent sur la campagne concernant les découverts. Les quelque 600 requêtes seront examinées et les plans de réduction proposés seront évalués, afin que les gestionnaires de réseau reçoivent une

réponse dans un délai leur permettant d'en tenir compte pour les tarifs de 2023. En 2022, les exigences relatives à la facturation et à l'attestation des garanties d'origine dans le domaine de l'énergie constitueront également une priorité thématique. L'ElCom observera davantage les déclarations des gestionnaires de réseau et interviendra si nécessaire pour les corriger. En outre, l'ElCom continuera à suivre les développements politiques liés au taux d'intérêt des actifs immobilisés nécessaires à l'exploitation (WACC).

En matière de cybersécurité, l'ElCom mettra progressivement en œuvre, à partir de 2022, le concept de surveillance de la cybersécurité développé au cours de l'exercice (cf. chapitre Cyber). Parallèlement, l'UE mettra prochainement en vigueur le Network Code Cybersecurity (NCCS), ce qui a également un impact pour les gestionnaires de réseau suisses, notamment pour Swissgrid. Ce contexte fait apparaître des exigences en matière de réglementation et donc quant au rôle du régulateur. En matière de cybersécurité, il s'agira en 2022 d'instaurer les conditions permettant à Swissgrid de conclure les accords nécessaires avec les TSO voisins.

Dans le contexte international, les discussions se poursuivent au niveau technique, notamment entre les gestionnaires de réseau de transport. D'un point de vue technique et opérationnel, la Suisse, plus spécifiquement le gestionnaire de réseau Swissgrid sera intégré dans le Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) de tous les TSO d'Europe continentale. En revanche, il reste difficile à évaluer l'intégration future de la Suisse dans le Market Coupling européen (qui simplifie le négoce) et surtout les calculs des capacités transfrontalières qui y sont liés. Le développement du couplage de marchés sur la base des flux d'énergie en Europe et l'application des règles dites MinRAM, selon lesquelles les pays voisins doivent à l'avenir réserver au moins 70 % des capacités transfrontalières au commerce entre les États membres de l'UE, pourraient entraîner des restrictions des capacités d'importation et d'exportation pour la Suisse.

9 À propos de l'ElCom



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

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

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

Chiffres clés concernant la branche

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

Nombre de gestionnaires de réseau : environ 620

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques :

niveau de réseau 1 – env. 6'700 km | niveau de réseau 3 – env. 8'600 km | niveau de réseau 5 – env. 45'000 km | niveau de réseau 7 – env. 147'000 km (lignes aériennes et câbles, y compris raccordements finaux)

Transformateurs : niveau de réseau 2 – 149 | niveau de réseau 4 – 1'143 | niveau de réseau 6 – env. 59'000 (y compris les postes transformateurs aériens)

Points de mesure : 5,7 millions | **nombre de destinataires de factures :** 5,5 millions

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

Investissements annuels : environ 1,4 milliards de francs

Consommation annuelle d'électricité : 55 TWh

Production : 69 TWh

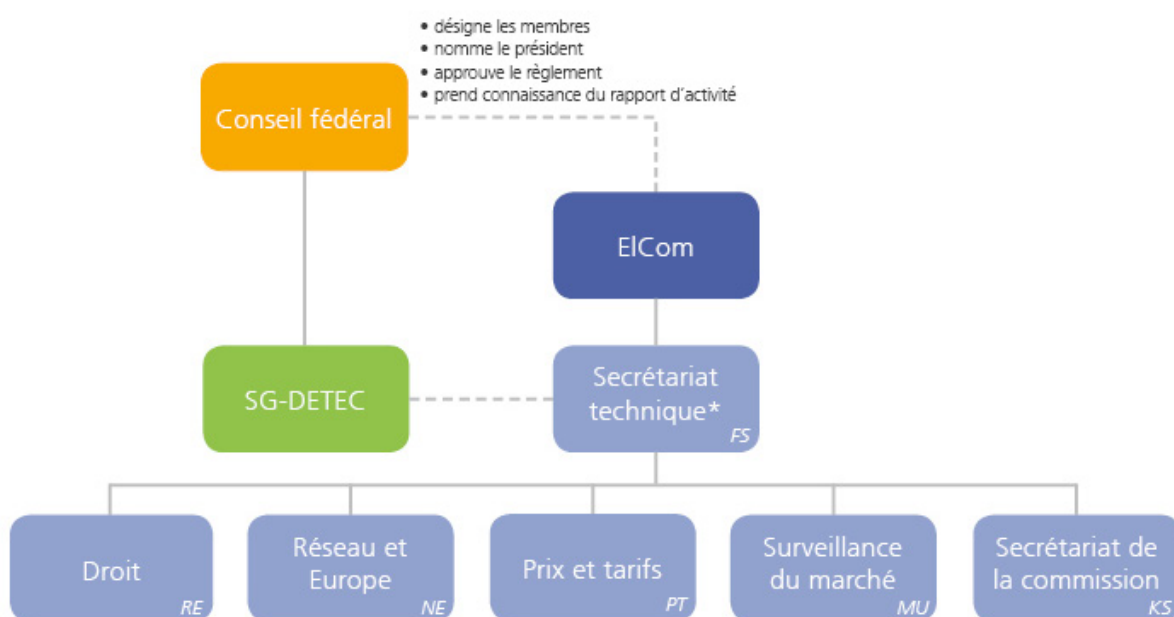
Importation d'électricité : 33 TWh | **Exportation d'électricité :** 38 TWh

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 1^{er} janvier 2009, les grands consommateurs (ceux dont la consommation annuelle est d'au moins 100 MWh) ont le libre choix de leur fournisseur d'électricité ;
- Elle surveille la sécurité de l'approvisionnement en électricité et l'état des réseaux électriques ;
- Elle détermine les procédures d'attribution des capacités du réseau en cas de congestion des lignes transfrontalières et elle coordonne son activité avec celle des régulateurs européens de l'électricité ;
- Elle exerce une surveillance approfondie sur la société nationale du réseau de transport (Swissgrid SA) depuis que la propriété de ce réseau a été transférée à cette dernière (séparation des activités) ;
- Elle surveille le marché de gros de l'électricité.

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.



*Rattachement administratif au SG-DETEC

Figure 20 : 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 des dossiers agriculture, énergie et environnement à la Fédération romande des consommateurs FRC

Membres :

- Dario Marty (depuis 2018) : ing. dipl. el. HES, ancien directeur de l'ESTI
- Sita Mazumder (depuis 2018) : dr oec. publ., 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
- Laurianne Altwegg

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Dario Marty (présidence)
- Werner Luginbühl
- Laurianne 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

Durant l'exercice 2021, il n'y a pas eu de démissions ni de nominations

Représentation des sexes et des régions linguistiques

Durant l'exercice, l'ElCom comptait trois femmes et quatre hommes, ce qui correspond à une représentation des femmes de 43 %. Pour ce qui est de la représentation des régions linguistiques à l'ElCom, il y a cinq germanophones, une personne francophone et une 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 2021, le Secrétariat technique comptait 45 collaborateurs (dont trois stagiaires), occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 36,7 postes en équivalents plein temps (« Full time equivalents EPT »). Les femmes sont au nombre de 17 et les hommes de 25. La part des femmes est donc d'environ 39,5 %. L'âge moyen est de 44 ans. Les langues officielles sont représentées comme suit :

- Italien : 2 collaborateurs
- Français : 6 collaborateurs
- Allemand : 34 collaborateurs

Chef du secrétariat technique (45 collaborateurs)



jusqu'au 31.10.2021 :

Renato Tami
lic. en droit, avocat et notaire



depuis le 01.11.2021 :

Urs Meister
dr en économie



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

Michael Bhending
ing. dipl. EPFZ



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

Barbara Wyss
dr en économie



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

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



**Section Droit
(10 collaborateurs)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



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

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finances

L'ElCom disposait d'un budget de 13,2 millions de francs durant l'exercice. Les dépenses effectives ont été de quelque 13,1 millions de francs. Ce montant a couvert l'ensemble des charges de personnel et d'exploitation de l'ElCom, y compris des dépenses supplémentaires spécifiques liées au remplacement des

systèmes informatiques existants. Quant aux recettes, elles ont atteint 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 2021

La onzième édition du Forum ElCom a eu lieu - après une pause de deux ans due à la pandémie de coronavirus - le 5 novembre 2021 au Centre de la culture et des congrès de Lucerne. Près de 300 personnes du secteur de l'énergie ont assisté à des présentations et des discussions portant sur les contradictions

existant entre la sécurité de l'approvisionnement et les énergies renouvelables. Des orateurs de haut rang issus de l'industrie, de l'administration et des sciences ont dressé un bilan et ont abordé les principaux défis qu'il conviendra de relever. Le prochain Forum ElCom devrait se dérouler le 18 novembre 2022.

Séances d'information pour les gestionnaires de réseau

En 2021, l'ElCom a organisé au printemps un total de six séances d'information à l'intention des gestionnaires de réseau. Ces séances ont également eu lieu de manière virtuelle en raison de la pandémie de coronavirus. Les thèmes traités relevant de la section Prix et tarifs consistaient en nouveautés juridiques et il s'agissait aussi de

présenter l'actualité de l'OFEN en matière de politique énergétique. Près de 600 personnes ont participé aux six manifestations organisées en trois langues. Tant pour les participants que pour les collaborateurs de l'ElCom et de l'OFEN, ces séances ont constitué une occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

Atelier sur la surveillance du marché

Comme les années précédentes (à l'exception de 2020, année du coronavirus), la section Surveillance du marché a de nouveau organisé un atelier en mai 2021, cependant en ligne. Les

développements actuels en matière de surveillance des marchés de gros de l'énergie en Suisse et en Europe ainsi que le trading algorithmique étaient les points forts de cet atelier.

10 Annexe

10.1 Statistique des affaires traitées

En 2021, 152 nouveaux cas au total ont été enregistrés tandis que 203 cas avaient été reportés de l'année précédente. Durant l'exercice, 201 cas soit 57 %, ont déjà pu être réglés. Les demandes simples, qui arrivent au moyen du formulaire de contact disponible sur le site de l'ElCom ou par courriel, sont des questions de routine. Elles sont généralement traitées en quelques heures ou quelques jours,

et ne débouchent que rarement sur des procédures. En 2021, l'ElCom a reçu 418 questions ordinaires. À 23 exceptions près, ces demandes ont toutes été réglées la même année (taux de règlement de 94 %). Au total, 29 décisions ont été rendues durant l'exercice, dont une part considérable concernait des requêtes visant des renforcements de réseau.

Type d'affaire	Report des années précédentes ¹	Affaires enregistrées en 2021	Affaires réglées en 2021	Report en 2022
Cas concernant spécifiquement les tarifs	31	18	21	28
Renforcements du réseau	29	47	48	28
Autres cas	143	87	132	98
Total	203	152	201	154
Demandes simples	18	418	413	23
Total, y compris les demandes simples	221	570	614	177

Tableau 7 : Statistique des affaires traitées par l'ElCom en 2021

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'exercice, les membres de l'ElCom ont participé au total, dans diverses compositions, à douze séances d'une journée

et à 15 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. La retraite de 2021 a permis aux membres de la commission de rencontrer Repower.

10.3 Publications

Directives

18.05.2021 WACC de la production

Communications

28.01.2021 Négocier Intraday transfrontalier continu
30.06.2021 Modèle de pratique concernant la consommation propre
07.07.2021 Révision NHG Vernehmlassung ElCom (uniquement en allemand)
21.07.2021 Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050

Rapports et études

26.01.2021 Analyse des prix négatifs pour la Suisse, la France et l'Allemagne entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2020
28.05.2021 Transparence du marché en 2020 - Rapport de l'ElCom
03.06.2021 Risques liés aux importations – état des lieux
03.06.2021 Risques liés aux importations – résumé
13.10.2021 Bref rapport : Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau

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 »
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
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

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
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
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
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
NextGenerationEU	Plan de relance temporaire de l'UE pour réparer les dommages causés par la pandémie de Corona
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
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.
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.

