



Rapport d'activité de l'ElCom 2024



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Impressum

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

Photos

ElCom (page 1, 11, 37, 47, 81)
KEYSTONE - Anthony Anex (page 5)
ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (page 9, 67, 70, 71)
Unsplash, Jakub Žerdzicki (page 25)
AdobeStock (page 58)

Paraît sous forme électronique en allemand, français, italien et anglais.

6/2025

Table des matières

1	Avant-propos du président	5
2	Entretien avec le directeur : le marché suisse de l'électricité	8
3	Marché suisse de l'électricité.....	11
3.1	Structure des gestionnaires de réseau suisses.....	11
3.2	Accès au marché et taux de changement.....	12
3.3	Tarifs du réseau de transport	14
3.4	Tarifs du réseau de distribution	15
3.4.1	Modifications en 2025	15
3.4.2	Tarifs 2025 pour un foyer moyen	16
3.4.3	Communication de la modification des tarifs	19
3.5	Structure des produits du réseau de distribution	19
3.6	Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec le système électronique de livraison de données	19
3.7	Vérifications des tarifs.....	19
3.8	Régulation Sunshine.....	21
3.9	Système de mesure et flexibilité	21
3.10	Rétribution de reprise de l'électricité	23
4	Surveillance du marché.....	25
4.1	Évolutions des prix sur le marché de gros en 2024	25
4.2	Transparence sur le marché de gros de l'électricité	26
4.3	Surveillance du marché : les chiffres de 2024.....	26
4.4	Analyse de l'évolution des prix en août 2022	29
4.5	Analyse de l'énergie de réglage secondaire.....	30
4.5.1	Contexte	30
4.5.2	Démarche du Secrétariat technique.....	33
4.5.3	Instauration du prix plafond pour le SRE et structure de celui-ci.....	33
4.5.4	Mise en œuvre du plafonnement des prix et des offres	34
4.5.5	Nécessité de prendre des mesures complémentaires.....	34
4.6	Monitoring des liquidités selon la LFiEl	34
4.7	Perspectives en lien avec le nouveau cadre légal	35
4.8	Répercussions du règlement REMIT II sur les acteurs suisses du marché	35
5	Sécurité de l'approvisionnement.....	37
5.1	Introduction	37
5.2	Rétrospective de l'hiver 2023/2024	37
5.3	Autres événements survenus en cours d'année	38
5.4	Réserves.....	40
5.4.1	Réserves hydroélectriques.....	40
5.4.2	Réserves complémentaires.....	41
5.5	Perspectives.....	41
5.6	Cybersécurité.....	42
5.7	Qualité de l'approvisionnement.....	43
5.7.1	Disponibilité du réseau	43
5.7.2	Capacité d'importation	44
5.7.3	Capacité d'exportation	44
5.8	Services-système.....	45

6	Réseaux	47
6.1	Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres	47
6.2	Développement et planification des réseaux	51
6.2.1	Planification pluriannuelle du réseau de transport	51
6.2.2	Entretien et remplacement du réseau de transport	51
6.2.3	Participation aux procédures en lien avec PSE et PAP	52
6.3	Investissements dans l'infrastructure de réseau	52
6.3.1	Investissements dans le réseau de transport	52
6.3.2	Investissements dans le réseau de distribution	53
6.3.3	Taux d'intérêt théorique WACC Réseau	54
6.4	Renforcements du réseau	55
7	Affaires internationales	58
7.1	Gestion des congestions et produits des enchères	58
7.2	Accord technique « CORE » et fusion	59
7.3	Accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE	60
7.4	Merchant lines	61
7.5	Centrales frontalières	61
7.6	Plateformes internationales pour l'énergie de réglage	61
7.7	Comités internationaux	62
8	Perspectives	65
9	À propos de l'EICom	67
9.1	Organisation et personnel	69
9.1.1	Commission	69
9.1.2	Secrétariat technique	70
9.1.3	Indépendance et liens d'intérêts	71
9.2	Communication et principe de transparence dans l'administration	71
9.3	Finances	72
9.4	Manifestations	72
10	Annexe	73
10.1	Statistique des affaires traitées	73
10.2	Statistique des séances	73
10.3	Publications	73
10.4	Glossaire	75

1 Avant-propos du président



Werner Luginbühl
Président de l'ElCom

Sécurité de l'approvisionnement

Concernant la production d'électricité, 2024 a été une année exceptionnelle. D'après les chiffres provisoires de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), la Suisse a produit 80,5 TWh d'électricité, un record. La consommation a, pour sa part, augmenté de 1,7 % pour atteindre 57 TWh. L'énergie hydraulique a contribué à hauteur de 48 TWh à ce bon résultat, ce qui correspond à une hausse de 18,5 % par rapport à l'année précédente. Ce record est principalement dû aux précipitations élevées. En outre, la production des centrales électriques suisses a de nouveau fait preuve d'une grande fiabilité. Grâce à une nouvelle augmentation réjouissante du parc photovoltaïque, la part de la production solaire s'est également inscrite en hausse, entre 6 et 7 TWh. Au cours du semestre d'hiver, entre octobre 2023 et mars 2024, le solde entre les importations et les exportations d'électricité s'est établi à 1,8 TWh en faveur des exportations, un niveau jamais égalé au cours de la dernière décennie. Ce bilan est remarquable. Pour autant, il ne doit pas faire oublier que, sur ces douze dernières années, la Suisse enregistre pour la deuxième fois seulement un excédent d'exportation l'hiver. En moyenne, pendant cette période, il a fallu importer près de 4 TWh.

Au terme d'une année marquée par la crise énergétique et l'éventualité redoutée d'une situation de pénurie en 2022, la situation de l'approvisionnement et les marchés ont continué à s'apaiser en 2024. Pour l'hiver 2024/2025, l'alerte n'est donc pas totalement levée, mais le risque de devoir faire face à une situation extraordinaire a nettement baissé. Des impondérables subsistent, en lien par exemple avec les tensions géopolitiques et leur influence sur le marché global du gaz liquéfié (GNL). Combinée à des températures durablement et exceptionnellement basses, la situation pourrait de nouveau se détériorer.

Dans un contexte de mise hors service des centrales nucléaires et de hausse des besoins en électricité en raison de la décarbonation, la Suisse doit, dans un premier temps, augmenter rapidement et nettement sa capacité de production pendant le semestre d'hiver pour assurer la sécurité de l'approvisionnement dans les années à venir. À cet égard, l'acte modificateur unique, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, les offensives solaire et éolienne ainsi que les projets de loi pour l'accélération des procédures constituent d'importantes conditions préalables. Toutefois, les expériences récentes en matière de développement de projet n'incitent pas à l'optimisme. Par ailleurs, le rythme auquel la construction du parc photovoltaïque progresse risque de provoquer un retour de balancier.

Dans un deuxième temps, la conclusion d'un accord sur l'électricité pourrait jouer un rôle majeur. La définition fiable et stable de capacités pour le réseau de transport transfrontalier permettrait d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse. L'accord négocié est réjouissant et les objectifs de la négociation ont été atteints. Du point de vue de l'approvisionnement en électricité, la conclusion de cet accord est absolument souhaitable.

Du fait des incertitudes considérables qui persistent concernant la construction de nouvelles installations en Suisse, l'aboutissement de l'accord sur l'électricité et la capacité de

production à l'étranger (en hiver), il ne faut pas perdre de vue la question des réserves. L'ElCom a lancé la mise à jour de ses analyses consacrées à la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et long terme et aux réserves nécessaires. Une publication est prévue pour le premier semestre 2025.

Surveillance du marché

Même si la crise énergétique de 2022 semble déjà loin, l'ElCom continue d'analyser les évolutions de prix enregistrées à cette période. Elle étudie les raisons des variations exceptionnelles des prix de gros au cours de l'été 2022, ainsi que le comportement des acteurs du commerce de l'électricité.

L'ElCom ne surveille pas uniquement les marchés de gros, mais aussi les marchés des services-système (SDL), comme l'acquisition de puissance de réglage et d'énergie de réglage par Swissgrid. C'est ainsi qu'elle a constaté que l'augmentation significative des prix de l'énergie de réglage secondaire (SRE) observée depuis la mi-2022, en rapport avec la modification du processus d'acquisition via l'introduction de la plateforme PICASSO en Suisse, ne pouvait pas se justifier par des facteurs fondamentaux. Un constat qui, du fait notamment du renforcement de cette hausse depuis le printemps 2024, laisse présumer que le mécanisme de marché fonctionne de manière incomplète pour le SRE. L'ElCom a donc décidé d'étudier toutes les mesures envisageables pour rectifier rapidement la situation. En guise de mesure corrective à court terme, le Secrétariat technique a instauré à titre temporaire un prix plafond différencié sur une base contractuelle. L'augmentation significative des écarts par rapport au programme prévisionnel ou des déséquilibres au niveau des groupes-bilan est également problématique puisqu'elle se traduit par des prix élevés pour l'énergie de réglage et, par conséquent, des coûts encore plus élevés pour l'énergie d'ajustement. Or, ces coûts sont répercutés sur les consommatrices et consommateurs finaux. L'ElCom a donc

réalisé, en coopération avec Swissgrid et les groupes-bilan (disposant de points de prélèvement physiques), une évaluation de la situation à l'été 2024, ce qui lui a permis d'identifier des mesures d'amélioration à moyen et long terme.

En outre, des adaptations ont été mises en œuvre dans le cadre de l'établissement des rapports mensuels en lien avec la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEI). L'ElCom effectue le monitoring des liquidités des entreprises d'importance systémique résultant de cette loi, déjà en vigueur depuis deux ans. Durant l'exercice, les livraisons de données correspondantes ont été standardisées. Au terme de ce processus, il est plus facile de comparer les situations en matière de liquidités des entreprises d'importance systémique.

Prix et tarifs

Concernant les tarifs énergétiques élevés, l'ElCom a réalisé trois études auprès de plus de 30 entreprises. L'accent a été mis sur la priorité donnée à la production propre d'électricité dans l'approvisionnement de base ainsi que dans le domaine de l'approvisionnement, en particulier dans les relations de groupe ainsi que chez les fournisseurs, principalement de petite taille, dont les tarifs ont connu des augmentations particulièrement importantes. L'ElCom a rédigé un rapport détaillé sur ces études.

En 2024, les activités dans le cadre de l'acte modificateur unique ont mobilisé un volume considérable de ressources. Il a été question d'intégrer correctement les nombreuses modifications au niveau des lois et ordonnances dans les processus de relevé et de réglementation ainsi que dans l'infrastructure informatique de l'ElCom, même si les délais de mise en œuvre du relevé des tarifs 2026 sont très serrés. Avec l'acte modificateur unique, il est désormais possible de publier les résultats de la régulation Sunshine, ce qui devrait avoir lieu en 2026.

Les nouvelles dispositions de l'acte modificateur unique se traduisent par une densité normative exceptionnellement élevée pour la Suisse. Malheureusement, le Parlement n'a pas osé procéder à l'ouverture totale du marché. Avec les nouvelles règles, le potentiel existant et les incitations erronées en matière d'optimisation des bénéfices, plus particulièrement en ce qui concerne la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base, ont en partie disparu. Le potentiel d'optimisation n'en reste pas moins considérable. L'ElCom s'est montrée critique à ce sujet pendant la procédure de consultation et la consultation des offices. En 2025, la nouvelle réglementation générera avec certitude une foule de questions sur les coûts et les tarifs dans le domaine de l'énergie et donnera lieu à de nombreux litiges. Cela sera également le cas dans d'autres domaines comme la rétribution de reprise de l'électricité pour l'injection d'énergies renouvelables et les communautés électriques locales (CEL).

Procédures

En 2024, l'ElCom a de nouveau reçu de nombreuses demandes au sujet de la hausse des tarifs de l'électricité. Quelques gestionnaires de réseau ont renvoyé les consommatrices et consommateurs finaux vers l'ElCom, voire leur ont indiqué que leurs tarifs avaient été validés par l'ElCom. Il faut rappeler ici que l'ElCom ne valide pas les tarifs, mais les contrôle a posteriori. De plus, les gestionnaires de réseau ont l'obligation légale de justifier suffisamment les

modifications tarifaires. Certains gestionnaires de réseau n'observant pas cette obligation, l'ElCom a publié une directive pour imposer le respect d'exigences minimales.

Du côté des tarifs, la question de savoir si les communes et les cantons ont le droit de prélever sur la composante énergétique du tarif des redevances et prestations fournies aux collectivités publiques est controversée depuis longtemps. Pour les tarifs d'utilisation du réseau, cela est explicitement prévu par la loi et donc indiscutablement permis. Une telle redevance dans l'approvisionnement de base régulé relèverait le niveau du tarif de l'approvisionnement de base spécialement pour les consommatrices et consommateurs finaux captifs. Concrètement, il en résulterait un versement supplémentaire de bénéfices à la charge des consommatrices et consommateurs finaux captifs. Dans un arrêt de 2020, le Tribunal fédéral avait établi que les taxes liées à l'énergie sur le tarif de l'énergie n'étaient pas non plus exclues par le droit fédéral. À la lumière de cette jurisprudence, le Tribunal administratif fédéral a conclu, dans un arrêt du 25 octobre 2024, qu'il existait dans le cas en question pour les années tarifaires litigieuses, une base légale justifiant la perception d'une taxe sur l'énergie (versement des bénéfices). Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a déposé un recours contre cet arrêt auprès du Tribunal fédéral.

2 Entretien avec le directeur : le marché suisse de l'électricité

Les exigences posées au marché de l'électricité évoluent constamment. Comme souvent, la question du bon dosage entre régulation et libéralisation du marché se pose. Certes, la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) par le Parlement ne revient pas à libéraliser le marché, mais de nouveaux modèles de tarification dynamique doivent orienter davantage la consommation vers le marché.

Quels sont les potentiels et les difficultés que l'ElCom identifie en la matière ?

Urs Meister : Les modèles de tarification dynamiques ne remplacent pas la libéralisation du marché. Au contraire, les tarifs dynamiques pourraient être appliqués avec encore plus d'efficacité si le marché bénéficiait d'une libéralisation complète. Les tarifs énergétiques comme les tarifs de réseau dynamiques peuvent accroître l'efficacité du système électrique. Les avantages seraient particulièrement évidents avec les tarifs énergétiques dynamiques, car le signal de prix nécessaire peut venir directement du marché spot. De tels modèles tarifaires permettent, à court terme, de donner plus d'élasticité à la demande afin de l'orienter davantage vers l'offre d'énergies renouvelables en pleine mutation. Toutefois, dans le régime actuel de régulation de l'approvisionnement de base reposant sur les coûts, ils devraient être difficiles à mettre en œuvre. Et, s'ils ne sont pas formellement interdits, de grandes incertitudes subsistent. En effet, les coûts de revient et d'approvisionnement effectifs d'un gestionnaire de réseau pourraient s'écarter radicalement des prix spot à court terme, prix qui constitueraient la base d'un tarif énergétique dynamique. Sans une libéralisation complète du marché, les tarifs énergétiques dynamiques ne devraient être appliqués que de manière limitée, jusqu'à nouvel ordre.

Plusieurs gestionnaires de réseau ont déjà expérimenté les tarifs de réseau dynamiques. Quels sont les défis en la matière ?

Concernant les tarifs de réseau, il s'agit avant tout d'optimiser les capacités du réseau et ainsi, d'économiser à long terme les coûts d'extension du réseau. Les tarifs de réseau dynamiques devraient certes être plus faciles à mettre en

œuvre que les tarifs énergétiques dynamiques, mais les avantages sont plus difficiles à chiffrer. Les prix ne pouvant pas simplement être définis à partir du marché spot, le gestionnaire de réseau doit pour ainsi dire les générer de manière artificielle, afin d'optimiser l'exploitation du réseau. Les effets sur l'extension du réseau sont donc très incertains. Des expériences réalisées à l'échelle internationale et surtout à long terme sur les conséquences et les possibilités de réaliser des économies font défaut. À quoi exactement ressemble un tarif de réseau dynamique optimal ? Cela reste à voir.

Quelles dispositions réglementaires faut-il observer en matière de tarifs dynamiques ?

En règle générale, le cadre qui s'applique est celui de la régulation des tarifs de l'énergie et du réseau en fonction des coûts. Il convient en plus de garantir la transparence et la traçabilité des tarifs et structures tarifaires pour les consommatrices et consommateurs finaux. La communication joue un rôle décisif à cet égard. Enfin, les gestionnaires de réseau ne devraient pas proposer exclusivement des tarifs dynamiques à leur clientèle. De tels tarifs supposent en principe un pilotage automatisé de la consommation. Or, les consommatrices et consommateurs ne réunissent pas forcément les conditions techniques requises.

Revenons à la thématique marché versus régulation : en 2024, avec l'introduction d'un prix plafond pour l'énergie de réglage secondaire (SRE), vous êtes vous-même intervenu sur le marché de l'électricité. Pourquoi était-ce nécessaire de votre point de vue ?

Il est du devoir de l'ElCom, dans le cadre de son activité de régulation, de veiller à l'effica-

cité et à des tarifs appropriés. Ce principe est également valable pour l'acquisition par Swiss-grid de services-système qui, en définitive, influent sur les prix de l'électricité des consommatrices et consommateurs finaux.



Urs Meister
Directeur de l'ElCom

« Les modèles de tarification dynamiques ne remplacent pas la libéralisation du marché. »

À partir de la mi-2022, nous avons constaté que le prix du SRE avait augmenté de manière significative par rapport au prix de marché spot et que ces majorations s'étaient encore accentuées à partir du printemps 2024, malgré la baisse des prix du marché. Sur la base d'analyses, nous en sommes arrivés à la conclusion que le mécanisme de marché fonctionnait de manière incomplète pour le SRE et que, dans le cadre de l'achat du SRE, les résultats n'étaient pas axés sur le marché. L'ElCom a donc décidé que toutes les mesures possibles devaient être vérifiées. En guise de mesure corrective à court terme, un prix plafond différencié a été instauré à titre temporaire sur une base contractuelle. Ce plafonnement ne s'applique qu'à une partie des offres de SRE, à savoir celles pour lesquelles une adjudication et donc une indemnisation ont déjà été octroyées pour la puissance proposée. De notre point de vue, le prix plafond

fixé sur une base contractuelle, dont l'efficacité et les effets potentiellement négatifs s'équilibrent, est une mesure corrective nécessaire et conforme au principe de proportionnalité. En définitive, les augmentations sensibles du prix du SRE combinées aux déséquilibres plus fréquents ont aussi un impact sur les prix de l'électricité, au détriment des consommatrices et des consommateurs finaux.

Les choses vont-elles en rester là ou avez-vous prévu d'autres mesures ?

Le prix plafond est une mesure à court terme et, surtout, temporaire, visant à corriger les prix du SRE extraordinairement élevés, dont la hausse ne peut pas se justifier par des facteurs fondamentaux dans le régime d'achat actuel. Comme il ne s'agit pas d'une solution à long terme, des mesures d'accompagnement sont désormais nécessaires pour renforcer l'efficacité et la compétitivité du marché SRE. Avant tout, le raccordement commercial efficace à la plateforme européenne PICASSO pourrait augmenter les liquidités et, de ce fait, améliorer l'efficacité du marché. Sans accord sur l'électricité avec l'UE, une intégration de ce genre n'est pas prévue jusqu'à nouvel ordre. Nous examinons donc d'autres mesures susceptibles d'augmenter les liquidités sur le marché, comme les changements de définitions de la production. Finalement, nous avons également besoin de mesures pour réduire le besoin en énergie d'ajustement et ainsi en énergie de réglage. Le but est notamment d'améliorer la qualité des données et des prévisions, par exemple en précisant ou en adaptant les processus de gestion du bilan d'ajustement ou les mécanismes d'incitation, par exemple en reconsidérant le mécanisme de fixation des prix de l'énergie d'ajustement.

Pourquoi y a-t-il davantage de déséquilibres dans la zone de réglage Suisse et comment y faire face ?

On constate effectivement que les écarts par rapport aux pronostics ont augmenté récemment. Cela a également conduit, temporel-

rement, à un recours considérable à l'énergie de réglage. La dynamique importante de développement des énergies renouvelables et leur dépendance aux conditions météorologiques devraient avoir joué un rôle de taille dans cette situation. Les défis posés aux fournisseurs ou aux groupes-bilan concernant les pronostics sur la consommation et l'offre d'électricité se complexifient. Cela ne fait aucun doute. Les écarts par rapport aux feuilles de route se multiplient, ainsi que le recours à l'énergie d'ajustement, plus chère. Il est donc essentiel que les gestionnaires de réseau améliorent rapidement les processus qu'ils ont mis en place pour les données de mesure et les pronostics, notamment en prenant systématiquement en compte les pronostics météorologiques à court terme. Dans un contexte de semi-libéralisation du marché en Suisse, les incitations à agir rapidement font partiellement défaut, car les coûts supplémentaires occasionnés par l'énergie d'ajustement sont répercutés sur les tarifs de l'approvisionnement de base facturés aux consommatrices et consommateurs finaux. L'ElCom va sans doute se pencher davantage sur ce thème.

Les prescriptions réglementaires sont importantes. Mais trop de régulation peut freiner l'innovation. Comment trouver le bon équilibre ?

D'une part, la régulation peut renforcer l'efficacité des marchés. Certaines prescriptions sont nécessaires au bon fonctionnement d'un marché, par exemple dans le cas d'un monopole naturel comme le réseau. D'autres sont essentielles pour garantir la sécurité de l'approvisionnement que le marché ne peut garantir à lui seul. À l'inverse, de nombreuses régulations ne profitent qu'à certains acteurs ou répartissent des subventions et des subventions croisées de manière diverse et parfois dissimulée. Cela rend les marchés non seulement plus opaques, mais aussi moins efficaces. En tant qu'autorité de régulation, nous nous efforçons, dans le cadre de la législation en vigueur, de créer un espace propice à des solutions innovantes, judicieuses et efficaces, pour autant que celles-ci ne portent pas préjudice aux consommateurs ou à d'autres acteurs du marché. En fin de compte, c'est toutefois à la politique qu'il revient de définir les conditions-cadres.

3 Marché suisse de l'électricité



Le lac de retenue de Niederried, sur l'Aare, a été créé en 1913. Aujourd'hui, c'est une réserve naturelle d'importance nationale, où environ 10 000 oiseaux aquatiques viennent hiverner chaque année.

3.1 Structure des gestionnaires de réseau suisses

Quelque 586 gestionnaires de réseau étaient actifs en Suisse en 2024. Au total, ces gestionnaires approvisionnent 5,35 millions de destinataires de factures ou desservent 5,9 millions de points de mesure (+0,28 % par rapport à l'année précédente). Entre 2019 et 2024, le nombre de gestionnaires de réseau est passé de 632 à 586. Cette évolution n'est pas nouvelle. Elle s'explique, d'une part, par de nombreuses reprises de réseaux et, d'autre part, par le nombre croissant de fusions de communes. La branche est très hétérogène : alors que les plus grands gestionnaires de réseau comptent plus de 300 000 clients finaux, un gestionnaire de réseau médian en compte à peine 1700. Le plus petit gestionnaire en approvisionne uniquement quatre. Seuls 78 gestionnaires de réseau fournissent plus de 10 000 consommatrices et consommateurs finaux. Treize gestionnaires en approvisionnent plus de 100 000 (figure 1).

L'hétérogénéité se reflète également dans les formes juridiques sous lesquelles les gestion-

naires de réseau sont organisés : seuls 25 % des gestionnaires de réseau sont des sociétés anonymes, contre environ 20 % de sociétés coopératives. Les 55 % restants sont soit des services communaux, soit des entreprises de droit public.

Non seulement les gestionnaires suisses exploitent les réseaux, mais ils fournissent en électricité les clientes et clients qui n'ont pas le droit de s'approvisionner sur le marché libre. Il est donc intéressant, notamment dans le contexte d'augmentation des prix de l'énergie de l'année dernière, de s'intéresser à l'approvisionnement en énergie ou au soutirage des fournisseurs d'énergie suisses.

La part de soutirage des gestionnaires de réseau mesurée par rapport au soutirage total en Suisse reflète la répartition des propriétaires et des revenus d'utilisation du réseau (cf. chapitre 6.1) : les 100 plus gros gestionnaires de réseau fournissent environ 89 % de l'énergie soutirée, sachant que les 10 principaux en représentent 52 %.

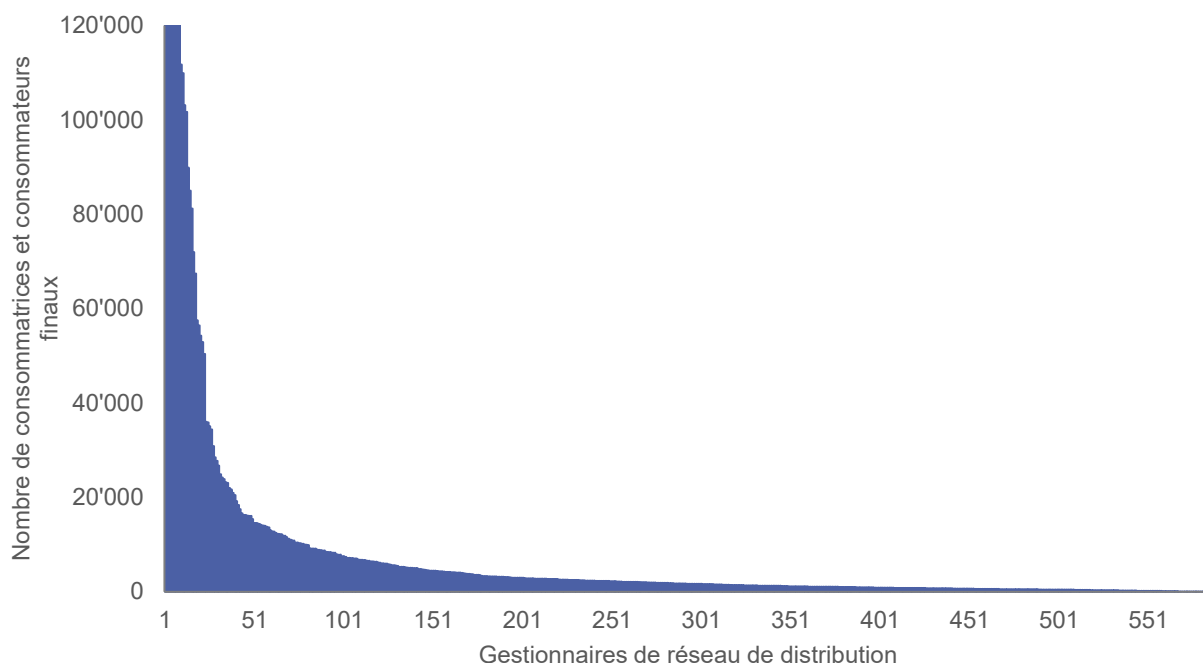


Figure 1 : Nombre de clients finaux par gestionnaire de réseau de distribution ; par souci de lisibilité, l'échelle verticale a été coupée à 120 000 ; les gestionnaires de réseau de distribution comptant une clientèle plus nombreuse sont au nombre de neuf.

La production et la distribution d'électricité pour les clientes et clients suisses relevant de l'approvisionnement de base présentent un important décalage : en Suisse, d'après la déclaration des gestionnaires de réseau, près de 34 000 GWh d'électricité sont livrés chaque année aux clientes et clients relevant de l'approvisionnement de base. Sur les 590 gestionnaires de réseau, 382 soit 65 % ont indiqué ne pas avoir de production propre. Ces gestionnaires de réseau ont un besoin avoisinant les 7400 GWh par an, soit 14 % mesurés par rapport au soutirage total de 53 700 GWh par an (approvisionnement de base ainsi que consommatrices et consommateurs finaux sur le marché libre, y compris pertes actives). Près de 137 gesti-

onnaires de réseau (23 %) ont une production propre de maximum 10 GWh (besoin de 5000 GWh par an correspondant à 9 % du soutirage total), tandis que seulement 22 gestionnaires de réseau (4 %) déclarent disposer d'une production propre supérieure à 100 GWh (besoin de 13 200 GWh équivalant à 25 % du soutirage total).

Le type d'approvisionnement le plus répandu l'année précédente, à savoir le « contrat tout compris » (près de 39 % contre 49 % l'année précédente), a été remplacé par l'approvisionnement structuré (près de 52 % contre 40 % l'année précédente) sur le marché. Ces deux types d'approvisionnement restent les plus appréciés.

3.2 Accès au marché et taux de changement

En Suisse, il faut consommer au moins 100 MWh d'électricité par an pour pouvoir choisir librement son fournisseur d'électricité. Le principe « libre un jour, libre toujours » s'applique. Le délai pour décider de quitter ou non l'approvisionnement de base l'année suivante est fixé au mois d'octobre.

L'ElCom enquête chaque année auprès des principaux gestionnaires de réseau sur le comportement de la clientèle en matière de changement de fournisseur. En 2024, 89 gestionnaires de réseau ont participé au sondage. Ils couvrent 4 millions de destinataires de factures et près des deux tiers des fournitures d'électricité en Suisse.

La figure 2 illustre l'évolution de l'ouverture partielle du marché depuis 2012. Le droit de choisir librement son fournisseur d'électricité a été relativement peu utilisé pendant les premières années qui ont suivi l'ouverture du marché. 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. Ces dernières années, comme en 2024, leur part sur le marché libre a continué à stagner. Bien que l'accès au réseau soit contraignant, les courbes de la figure 2 peuvent baisser lorsque les consommateurs finaux passent dans la catégorie des personnes autorisées à choisir leur fournisseur ou que la consommation d'électricité des personnes accédant au réseau diminue par rapport au reste. En outre, la participation à l'enquête – extraordinairement basse en 2024 – a une influence sur la part relative d'énergie.

Pour l'année de planification 2025, 38 000 consommateurs finaux ont un droit d'accès au réseau, soit près de 0,7 % des destinataires de factures. Leur consommation représente la moitié de la consommation d'électricité totale en Suisse.

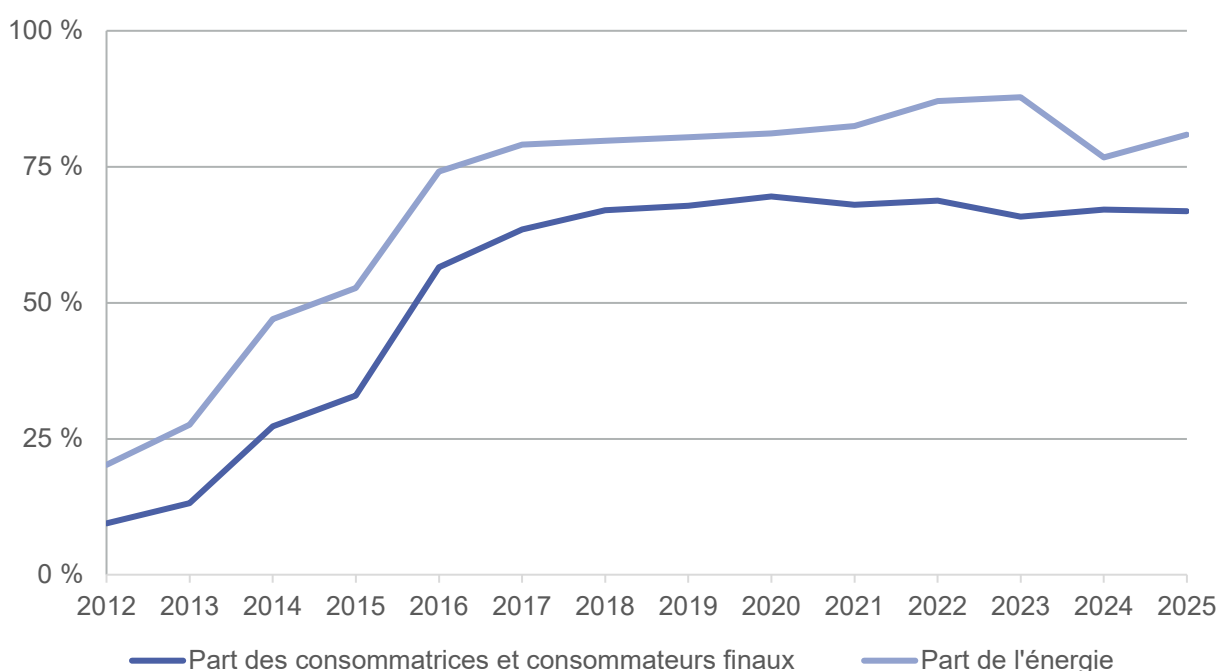


Figure 2 : Courbes illustrant la part des consommateurs finaux ayant un droit d'accès au réseau et le faisant valoir, et les quantités d'énergie correspondantes.

3.3 Tarifs du réseau de transport

En tant qu'exploitante du réseau à très haute tension, Swissgrid finance, par le biais de plusieurs tarifs, l'extension et la modernisation du réseau de transport, ainsi que l'exploitation stable de ce dernier. Finalement, ces frais sont pris en charge par les consommateurs finaux par le biais des tarifs du réseau de distribution. Après avoir atteint un niveau historiquement élevé en 2024, la charge des coûts du réseau de

transport diminue à nouveau sensiblement en 2025. Certains tarifs des services-système (SDL), notamment, ont fortement baissé, tandis qu'en comparaison, les tarifs d'utilisation du réseau sont restés stables. Un allègement provient également de la réserve d'électricité imputée pour la première fois en 2024. Par rapport à l'année précédente, ce nouveau tarif 2025 a été réduit de près de 80 % (cf. tableau 1).

	2021	2022	2023	2024	2025
Utilisation du réseau					
Tarif du travail [ct./kWh]	0,20	0,25	0,27	0,27	0,27
Tarif de puissance [CHF/MW]	33 600	43 920	48 660	46 380	47 220
Tarif de base fixe par point de prélèvement	319 800	413 040	443 700	443 400	427 560
Tarif général des services-système [ct./kWh]	0,16	0,16	0,46	0,75	0,55
Tarif individuel des services-système					
Pertes actives [ct./kWh]	0,15	0,14	0,30	0,64	0,35
Réserve d'électricité [ct./kWh]	-	-	-	1,20	0,23

Tableau 1 : Évolution des tarifs du réseau de transport 2021-2025 pour l'utilisation du réseau, les services-système (SDL) et la réserve d'électricité (source : Swissgrid SA).

Afin de maintenir la stabilité de l'exploitation du réseau, Swissgrid fournit ou achète des SDL. Ces SDL contribuent principalement à préserver un équilibre constant entre la consommation et la production et ainsi, à ce que le développement renforcé des installations photovoltaïques s'intègre sans heurts dans le réseau d'électricité suisse. Pour ce faire, Swissgrid doit acquérir de la puissance de réglage et de l'énergie de réglage (cf. chapitre 4.5). Ces achats étant réalisés aux conditions du marché, les coûts dépendent fortement de la situation ou des attentes en matière de prix vis-à-vis des marchés de gros de l'énergie. Étant donné que Swissgrid publie ses tarifs pour l'année suivante dès le mois de mars, ses prévisions reposent sur les informations disponibles plusieurs mois avant l'approvisionnement effectif. Après l'an-

née 2022, marquée par la crise énergétique, les tarifs des services-système ont dû augmenter en 2023 et 2024, en raison de la hausse des prix d'achat et des différences de couverture cumulées les années précédentes. Aujourd'hui, le marché est beaucoup moins tendu, de sorte que Swissgrid a fortement baissé les tarifs des services-système pour l'année 2025.

Contrairement aux coûts des services-système, les coûts d'utilisation du réseau de Swissgrid sont très peu impactés par les évolutions des marchés de l'énergie. Ils correspondent en premier lieu aux coûts attendus pour l'extension et l'entretien du réseau de transport. L'imputation des coûts du réseau de transport est régie par l'art. 15, al. 1 à 3, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl). Conformément à l'alinéa 3,

les coûts imputables qui ne sont pas facturés individuellement, le sont à hauteur de 30 % selon l'énergie électrique soutirée, à hauteur de 60 % selon la puissance et à hauteur de 10 % selon le tarif de base. Même si le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a légèrement baissé le taux d'intérêt calculé autorisé s'appliquant aux valeurs réseau nécessaires à l'exploitation pour 2025, les tarifs d'utilisation du réseau restent globalement stables.

Dans le sillage de la crise énergétique, le Conseil fédéral a mis en œuvre plusieurs mesures visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Les coûts relatifs à la réserve hydroélectrique, aux centrales de réserve et aux

groupes électriques de secours sont financés par le tarif « réserve d'électricité » de la Confédération. Si les coûts de mise à disposition des centrales de réserve étaient élevés, les frais de fonctionnement le sont bien moins. C'est ainsi que récemment, le tarif « réserve d'électricité » a pu être réduit d'un centime par kilowattheure, soit une baisse d'environ 80 %.

Dans l'ensemble, les coûts qui pèsent sur les consommateurs suisses ont diminué. En 2025, un ménage ayant une consommation annuelle de 4500 kWh doit payer environ 77 francs pour les prestations de Swissgrid (2024 : 92 francs / Ø 2014-2023 : 49 francs). En 2025, la nouvelle réserve coûte 11 francs de moins à ces mêmes ménages (2024 : 54 francs).

3.4 Tarifs du réseau de distribution

3.4.1 Modifications en 2025

Le prix de l'électricité comprend quatre éléments : la rémunération pour l'utilisation du réseau, le prix de l'énergie, les redevances aux collectivités publiques et les redevances de la Confédération pour l'encouragement des énergies renouvelables indigènes. Les gestionnaires de réseau doivent publier les trois premiers éléments au plus tard à la fin du mois d'août précédant l'année tarifaire correspondante. En fonction du gestionnaire de réseau et du lieu de la consommation d'électricité, ces éléments peuvent varier considérablement.

La figure 3 montre l'évolution des éléments constitutifs de la facture d'électricité pour un foyer moyen. Selon la définition de l'ElCom, un foyer moyen désigne un appartement de cinq pièces équipé d'une cuisinière électrique et d'un sèche-linge, sans chauffe-eau électrique, dont la consommation est de 4500 kWh d'élec-

tricité par an. Sur son [site Internet Prix de l'électricité en Suisse](#), l'ElCom place ce profil type de consommation dans la catégorie H4.

Pour un foyer moyen, la médiane des coûts d'électricité baisse de 10 % par rapport à 2024. S'agissant du réseau, les coûts moyens pondérés du capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC) ont enregistré un recul, passant de 4,13 % à 3,98 %. En ce qui concerne l'énergie, la phase exceptionnelle d'augmentation des prix sur les marchés internationaux de l'électricité devrait se répercuter pour la dernière fois de manière importante sur les tarifs 2025 en raison des possibilités et des pratiques d'approvisionnement. Du reste, le niveau des prix est resté exceptionnellement élevé, malgré une certaine normalisation sur les marchés à terme. Une baisse des tarifs énergétiques au niveau d'avant la crise n'est pas à l'ordre du jour.

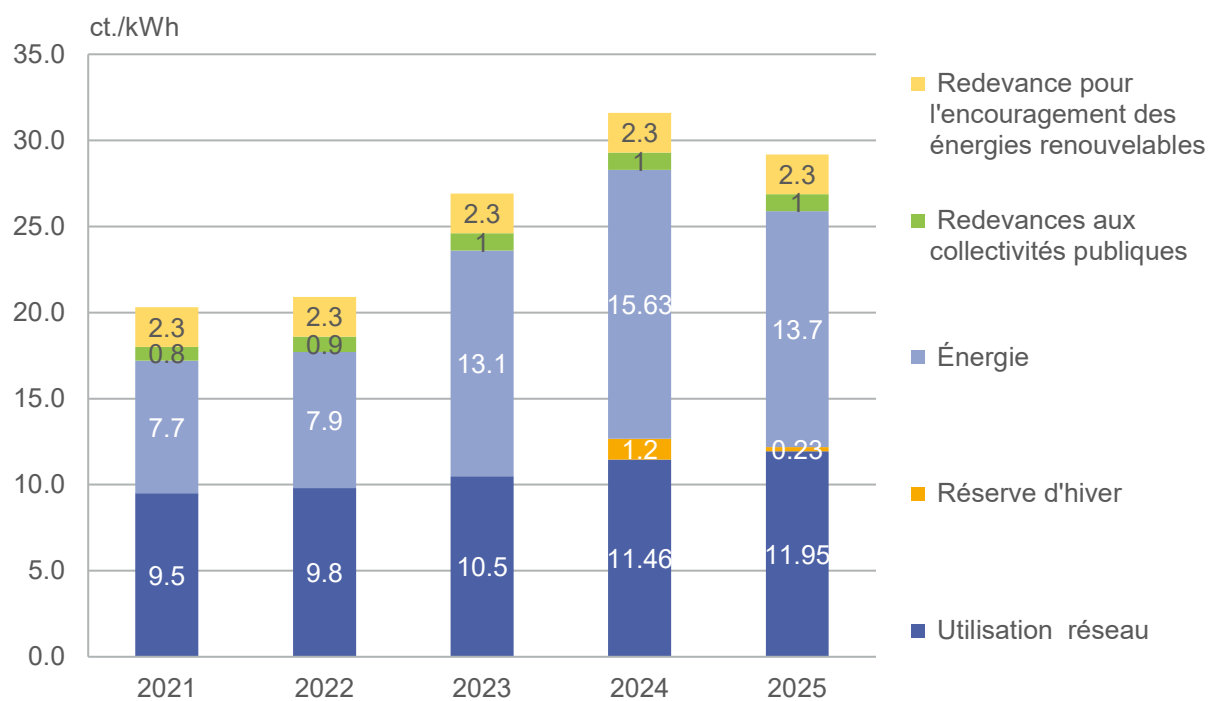


Figure 3 : Évolution des éléments constitutifs des coûts (médiane) pour un foyer moyen sans TVA (profil de consommation H4).

¹ Si l'on classe la population suisse en fonction du montant des postes de coûts, on constate que, pour une année donnée, une moitié paie autant ou plus que la valeur indiquée, tandis que l'autre moitié paie autant ou moins. Jusqu'au rapport d'activité 2022, pour des raisons techniques, la différenciation s'effectuait en fonction du nombre de destinataires de factures.

3.4.2 Tarifs 2025 pour un foyer moyen

Les points suivants détaillent les éléments constitutifs de la facture d'électricité pour un foyer moyen en 2025 en Suisse. Les écarts de plus de 5 % et de 15 % par rapport à la médiane nationale sont représentés par une autre

couleur. Le [site Internet Prix de l'électricité en Suisse](#) de l'ElCom propose des informations plus précises sur les tarifs de chaque commune ainsi qu'une carte interactive.

Total

La figure 4 illustre les coûts totaux de l'électricité par commune. Ces coûts sont très variables. La ré-partition est identique à celle de l'année précédente.

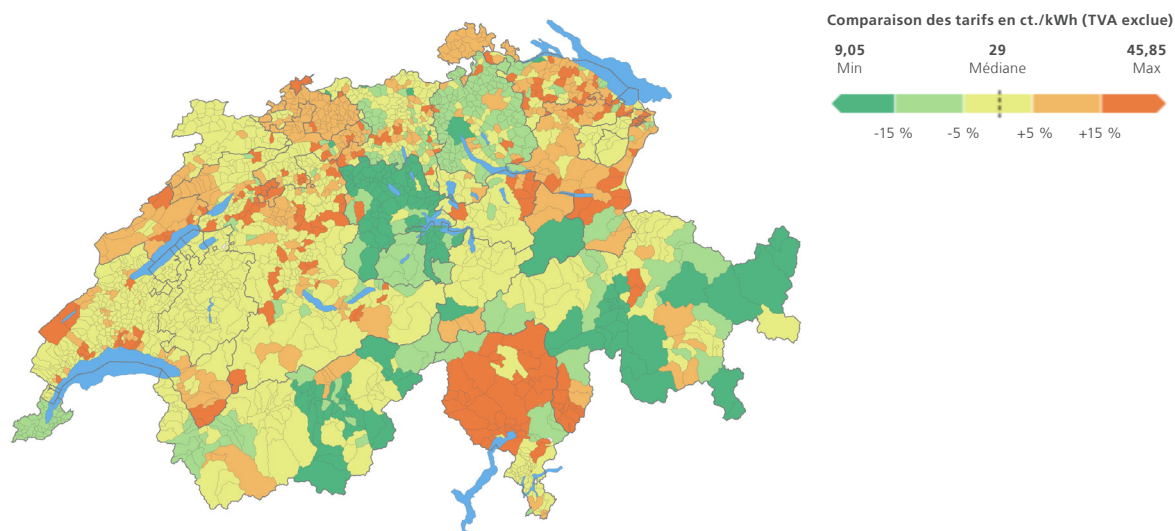


Figure 4 : Coûts totaux par kilowattheure pour un foyer moyen avec le produit standard 2025.

Utilisation du réseau

Les coûts du réseau (figure 5) pèsent très différemment sur la facture d'électricité en fonction des communes. Par nature, leur évolution est stable. À cet égard, la valeur médiane comme les extrêmes ont légèrement baissé.

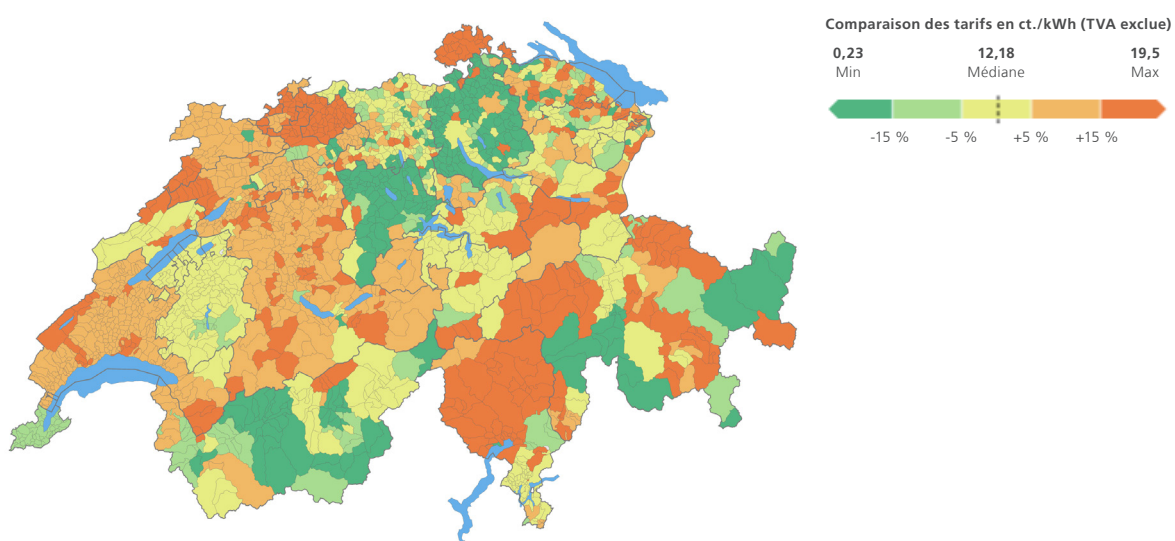


Figure 5 : Coûts du réseau par kilowattheure pour un foyer moyen avec le produit standard 2025.

Énergie

La figure 6 illustre les coûts de l'énergie par kilowattheure en fonction du lieu de consommation. Les répercussions de la période de prix élevés sur les marchés internationaux de l'électricité restent clairement visibles par rapport à l'année précédente. En raison des possibilités d'approvisionnement et des pratiques en vigueur, cette part de la facture d'électricité devrait à nouveau diminuer légèrement à l'avenir.

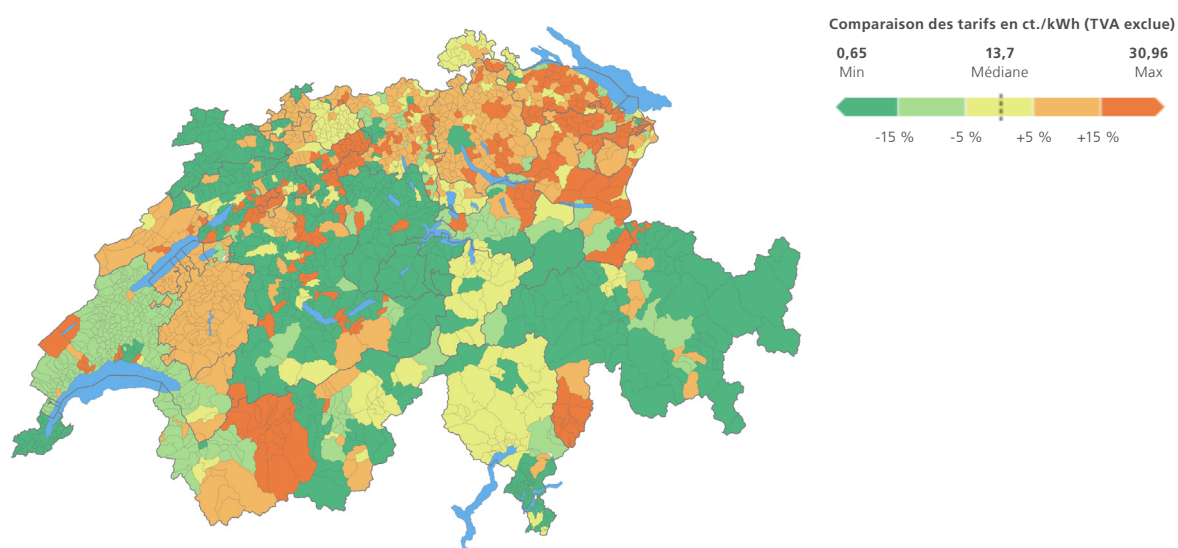


Figure 6 : Coûts de l'énergie par kilowattheure pour les foyers moyens avec le produit standard 2025.

Redevances et prestations fournies aux collectivités publiques

La figure 7 compare les charges supplémentaires imposées par les politiques cantonale et communale.¹ Elles sont, la plupart du temps, très basses ou très élevées afin d'avoir un effet sur les coûts de l'électricité. Quoi qu'il en soit, elle ne sont pas soumises au contrôle de l'ElCom.

¹ Le total figurant dans la figure 4 comprend en plus le supplément unique de 2.3 ct./kWh perçu sur le réseau, dans toute la Suisse.

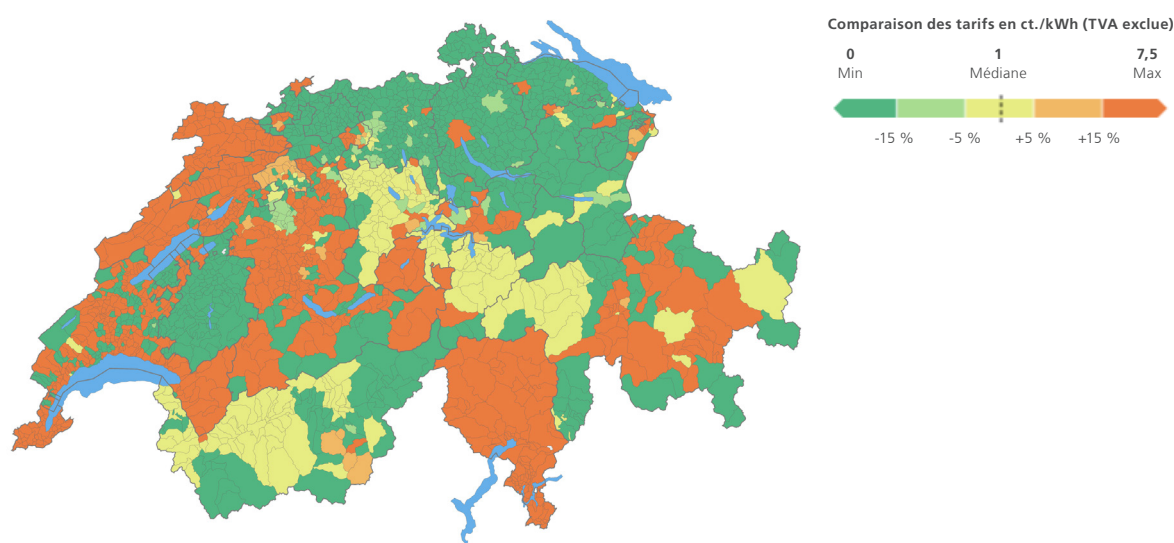


Figure 7 : Dépenses par kilowattheure pour un foyer moyen avec le produit standard 2025.

3.4.3 Communication de la modification des tarifs

Les gestionnaires de réseau doivent justifier les modifications de tarifs. Durant l'exercice, l'ElCom a reçu de nombreuses demandes émanant de citoyens sur les tarifs. Il s'est avéré, entre autres, que la communication des modifications de tarifs figurait tout en haut du

« baromètre des préoccupations ». De ce fait, l'ElCom a édicté une [directive](#) sur le contenu minimum et sur la forme que doit prendre la communication des tarifs (cf. chapitre 3.7). Une [vidéo explicative](#) et une [FAQ](#) sur les tarifs ont également été mises en ligne.

3.5 Structure des produits du réseau de distribution

Les gestionnaires de réseau ont le droit d'intégrer dans leurs tarifs les coûts relatifs au réseau d'électricité ainsi que les coûts d'approvisionnement et de production d'énergie, plus un bénéfice approprié. Ce que les recettes tarifaires d'une année ne couvrent pas, les gestionnaires de réseau peuvent le facturer sous forme de différences de couverture négatives les années suivantes. A l'inverse, ils doivent

rembourser les recettes supplémentaires en baissant leurs tarifs. En 2024, les gestionnaires de réseau de distribution ont déclaré des recettes de 13 milliards de francs pour l'année 2023. Cette somme se compose de 5,3 milliards pour le réseau et de 7,7 milliards pour l'énergie. Les dix principaux gestionnaires de réseau (par rapport au soutirage) regroupent 44 % de l'ensemble des recettes générées.

3.6 Présentation de la comptabilité analytique et des tarifs avec le système électronique de livraison de données

Les gestionnaires de réseau doivent remettre chaque année à l'ElCom leurs tarifs et données complètes relatives à la comptabilité analytique. Cette collecte s'effectue par le biais d'une plateforme technique qui a été entièrement renouvelée entre 2021 et 2023. En 2024, une grande partie des problèmes rencontrés au début avec ce nouveau système électronique de livraison de données (EDES) de l'ElCom ont pu être éliminés. Les demandes de corrections et de support montrent que les gestionnaires de réseau rencontrent nette-

ment moins de difficultés avec la nouvelle infrastructure et qu'ils se sont habitués à utiliser EDES. L'ElCom a proposé de nombreuses aides afin d'assurer le bon déroulement de ce processus de changement. Les tutoriels et événements permettant aux personnes de poser directement leurs questions ont connu un franc succès.

Avec la mise en place d'EDES, la première pierre a été posée pour le traitement des données des gestionnaires de réseau dans les analyses de données.

3.7 Vérifications des tarifs

Même si la situation sur les marchés de l'énergie s'est nettement détendue, les prix élevés de l'énergie sont restés au cœur des préoccupations de l'ElCom durant cet exercice. Après environ 16

ans d'activité de régulation, les principales questions concernant les réseaux ont été largement clarifiées, que ce soit par des décisions ou par des arrêts rendus par des tribunaux.

Avec la hausse exceptionnelle des prix de gros de l'électricité depuis fin 2021, les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base ont également augmenté de manière significative.

En 2024, l'ElCom a reçu plusieurs centaines de questions portant sur les tarifs élevés de l'électricité, dont des demandes d'allègement émanant d'entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE). Cependant, elle ne dispose d'aucune compétence générale pour baisser les prix et peut uniquement agir lorsque les tarifs de réseau ne sont pas conformes à la loi. Les tarifs de l'approvisionnement de base sont calculés en fonction des coûts de production et d'acquisition des EAE. Si les acteurs du marché choisissant librement leur fournisseur peuvent optimiser leur stratégie d'acquisition, la clientèle bénéficiant de l'approvisionnement de base dépend des stratégies des EAE. De plus, ils contribuent aux mesures de promotion indirecte des énergies renouvelables. Et si le blocage des prix pendant un an empêche les fluctuations de prix à court terme, il peut entraîner des modifications différées à long terme.

Durant l'exercice, l'ElCom a mis en œuvre plusieurs mesures réglementaires. Aussi a-t-elle abaissé les valeurs limites relatives à l'évaluation des coûts de 75 à 60 francs par destinataire de facture (règle des 60 francs). La baisse des coûts escomptée s'élève à environ 85 millions de francs par an. En outre, des conditions minimales ont été édictées dans une optique de communication transparente des tarifs.

L'ElCom a étudié les conséquences des perturbations du marché en 2022 et 2023 sur les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse. Après avoir évalué plus de 100 analyses de risques, elle a procédé à un examen approfondi de l'acquisition d'énergie pour l'approvisionnement de base auprès d'une trentaine d'entreprises. La priorité a été donnée à la production propre d'électricité dans l'approvisionnement de base. Les EAE peuvent choisir entre une fourniture d'électricité basée sur les prix du

marché ou fourniture liée aux coûts. Une modification de cette priorité étant susceptible d'entraîner des hausses de prix, la transparence à l'égard de la clientèle est de mise. L'ElCom a constaté que de nombreuses EAE avaient tout d'abord donné des informations erronées sur leur priorité avant de corriger leurs données. Une deuxième étude portait sur les stratégies d'approvisionnement des EAE ayant appliqué d'importantes hausses des prix. Les petites EAE étaient particulièrement concernées, souvent en raison d'acquisitions réalisées à un moment défavorable. Si les analyses ont mis en évidence des déficits dans le management des risques et dans les processus d'acquisition, aucune violation de la LApEl n'a été constatée. Une troisième enquête a été menée en rapport avec les acquisitions au sein d'entreprises liées, afin d'identifier les prix de facturation excessifs ou les pratiques contractuelles inhabituelles. Les analyses réalisées jusqu'à présent n'ont révélé aucune pratique contraire à la loi. Jusqu'à présent, les analyses n'ont pas conduit à des contrôles approfondis des coûts ; cependant, l'ElCom poursuit ses observations et reste en contact avec les EAE concernées. Elle a également rédigé un rapport sur ce sujet. Ce document n'aborde pas les aspects de la sécurité de l'approvisionnement ou la stabilité financière des producteurs d'électricité.

Le transport d'électricité engendre des pertes d'énergie, notamment sous forme de chaleur. Ces pertes actives, comme on les appelle, correspondent à la différence entre l'énergie électrique mise à disposition sur le réseau et l'énergie consommée par les consommatrices et consommateurs finaux (soutirage – injection). Selon la loi sur l'approvisionnement en électricité, les coûts de compensation des pertes actives sont considérés comme des coûts d'exploitation du réseau imputables.

En 2023 et 2024, la Cour des comptes de Genève a conduit un examen ciblé sur les pertes actives des Services Industriels de Genève (SIG). Concrètement, elle a analysé les coûts allégués par les

SIG au titre des pertes actives entre 2008 et 2021. Dans ce contexte, la Cour des comptes a demandé l'assistance administrative du Secrétariat technique de l'ElCom. Concrètement, il s'agissait du fait que les coûts facturés par les SIG pour les pertes actives n'avaient pas été déclarés de manière correcte. Au terme de l'audit, il a été demandé aux SIG de rembourser les trop-perçus. À l'été 2024, les SIG ont remboursé 27 millions de francs aux consommatrices et consommateurs se trouvant dans leur zone d'approvisionnement.

En 2024, l'ElCom a régulièrement modifié a posteriori la comptabilité analytique ou traité des demandes de modifications ultérieures des coûts du réseau. Il s'agissait, par exemple, de modifications des principes d'évaluation devant s'appliquer de manière rétroactive sur plusieurs années ou d'une adaptation ultérieure des bénéfices dans la distribution. Notamment, les demandes d'adaptations de coûts rétroactives au détriment des consommateurs finaux nécessitent des motifs sérieux et sont généralement refusées.

3.8 Régulation Sunshine

La régulation Sunshine permet, grâce à un processus transparent et standardisé, de comparer la qualité, l'efficacité des coûts et les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution entre eux. Elle entend, comme son nom l'indique, faire la lumière dans ce domaine. La comparaison directe doit inciter les entreprises à s'améliorer sans que des mesures concrètes soient prescrites.

L'ElCom calcule les chiffres-clés sur la base des données fournies chaque année par les gestionnaires de réseau de distribution. Actuellement, cela comprend les données relatives à la diversité des produits et aux pannes d'électricité côté prestation de service, ainsi que les informations sur les coûts du réseau et les tarifs en résultant pour le réseau et l'énergie au niveau des coûts. L'ElCom contrôle périodiquement ces chiffres-clés.

L'accès public aux données répond à l'exigence de la loi fédérale sur l'utilisation des moyens électroniques pour l'exécution des tâches des

autorités (LMETA) et l'art. 22a LApEl permet désormais une communication plus détaillée par gestionnaire de réseau de distribution. Les données proviennent des relevés existants et de l'Office fédéral de la statistique (OFS). Les fournisseurs de l'approvisionnement de base sont libres d'utiliser ou non la marge de manœuvre dont ils disposent pour apporter des améliorations, de la manière dont ils le souhaitent et dans la mesure où ils le souhaitent. Dans les deux cas, cela facilite le travail de l'ElCom et de la branche.

Jusqu'à présent, l'ElCom a publié les chiffres-clés Sunshine de manière agrégée par groupe de comparaison. En 2025, elle met à la disposition des gestionnaires de réseau de distribution ces mêmes calculs réalisés pour chacun d'entre eux, afin d'envoyer un signal, tout en leur permettant de corriger leurs erreurs et de s'améliorer sans les pointer du doigt. En 2026, toutes les données Sunshine seront publiées comme sur le [site Internet Prix de l'électricité en Suisse de l'ElCom](#).

3.9 Système de mesure et flexibilité

Les dispositions de la LApEl relatives au système de mesure et à l'utilisation de la flexibilité, ainsi que les adaptations correspondantes de l'ordonnance, révisées dans le cadre de la

loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (acte modificateur unique), puis réintroduites, n'étaient toujours pas entrées en

vigueur au 1^{er} janvier 2025. Pourtant, certaines dispositions de l'OApEI sur le système de mesure ont déjà été modifiées. Ainsi, l'art. 8a a été remplacé par l'art. 8^{asexies}.

D'ici au 1^{er} janvier 2028, 80 % des installations de mesures doivent être des systèmes intelligents (art. 31e, al. 1, en relation avec l'art. 8a, al. 1 et 2, OApEI). L'ElCom a répondu à un grand nombre de questions sur le déploiement des compteurs intelligents. Les personnes souhaitent notamment savoir si, et dans quelles conditions, les gestionnaires de réseau peuvent imposer les compteurs intelligents aux personnes qui le refusent ou leur facturer individuellement les coûts supplémentaires liés au maintien de compteurs d'électricité conventionnels. D'après l'ElCom, il n'existe aucun droit au maintien d'un compteur d'électricité conventionnel. Vis-à-vis des consommateurs finaux refusant les compteurs intelligents, les gestionnaires de réseau ont la possibilité d'engager une procédure ou de leur facturer individuellement les coûts supplémentaires. À la demande des gestionnaires de réseau, l'ElCom a également engagé une procédure contre des personnes refusant d'installer des compteurs intelligents et de payer des frais supplémentaires. Il a presque toujours été possible de trouver un terrain d'entente. Une décision n'a été nécessaire que dans certains cas isolés.

Le 3 décembre 2024, l'ElCom a adopté les [décisions](#) 233-00103 et 233-00105 sur l'imputation de coûts supplémentaires liée au refus des compteurs intelligents (art. 8a, al. 3ter, OApEI). Ces décisions n'ont pas encore force exécutoire. Sont définis comme coûts supplémentaires tous les efforts nécessaires pour calculer la consommation d'électricité en respectant la loi et sans utiliser un système de mesure intelligent. Selon l'ElCom, le gestionnaire de réseau ne peut imputer aucune « pénalité » et doit être efficace, dans la mesure où il exploite les synergies avec d'autres relevés et utilise des processus déjà en place. Les montants forfaitaires sont en principe autorisés. Cependant,

les coûts supplémentaires doivent pouvoir être déclarés et justifiés. Les consommateurs finaux n'ont pas le droit de relever les compteurs eux-mêmes. Cependant, les gestionnaires de réseau peuvent accepter qu'ils le fassent.

Dans le cas sur lequel reposent les décisions, le gestionnaire de réseau a facturé par compteur des frais supplémentaires annuels de 90 francs pour le travail suivant : 15 minutes pour la préparation du travail (notamment l'instruction du personnel), 30 minutes de trajet, 10 minutes pour l'accès au point de comptage et le relevé du compteur et 10 minutes pour le travail administratif comprenant la saisie du relevé du compteur ou la mise à jour des données de mesure. L'ElCom a estimé que ces dépenses représentaient des coûts supplémentaires au sens de l'art. 8a, al. 3ter, OApEI et que la facturation individuelle de 90 francs par an était admissible.

Une [décision](#) de l'ElCom concernant le caractère licite des nombreux traitements de données effectués à l'aide d'un système de mesure intelligent a été contestée ([décision](#) 233-00093 du 5 décembre 2023). Le tribunal ne s'est pas encore prononcé. En outre, l'ElCom a de nouveau reçu des questions sur les dangers potentiels pour la santé causés par le rayonnement électrique des compteurs intelligents ainsi que les interfaces clientèle (art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3, OApEI) qui permettent aux consommateurs finaux de consulter leurs données en temps réel, dans un format de données international courant. Ce qui est considéré comme courant n'a pas été défini jusqu'à présent. Côté matériel, plusieurs interfaces de communication sont mises en œuvre. Les formats de données sont courants et standardisés (p. ex. MBus). Côté logiciel, l'absence d'harmonisation et de définition exhaustive a conduit au recours à plusieurs formats de données pour les compteurs intelligents. Cela complique l'utilisation de l'interface clientèle, non seulement pour la clientèle, mais aussi pour les prestataires autres que les gestionnaires de réseau.

Les modifications de la LApEI mentionnées ci-dessus concernent, outre le système de mesure, l'utilisation de la flexibilité. Par flexibilité, on entend l'influence exercée par les gestionnaires de réseau ou d'autres acteurs sur l'injection, le stockage ou la consommation d'énergie électrique. Des systèmes de commande et de réglage intelligents doivent permettre au marché ou au réseau de maintenir sa flexibilité nécessaire pour compenser les fluctuations des énergies renouvelables. La flexibilité appartient aux consommatrices et consommateurs finaux, aux producteurs et aux gestionnaires des installations de stockage. En principe, les gestionnaires de réseau et d'autres tiers ne peuvent faire usage de cette flexibilité qu'avec leur consentement (art. 17b, al. 3, LApEI). Si les gestionnaires de réseau souhaitent installer et utiliser des systèmes de commande et de réglage intelligents, cela doit être convenu et rétribué (art. 8c, al. 1, let. a–c, OApEI). Le gestionnaire de réseau est uniquement autorisé à installer un système de commande et de réglage intelligent dans l'optique de parer à un danger considérable et direct pour l'exploitation sûre du réseau et à utiliser ce système même sans consentement en cas de survenue du danger en question (art. 8c, al. 5 et 6, OApEI).

Un gestionnaire de réseau a exigé, pour le raccordement d'une installation photovoltaïque, qu'un dispositif de commande soit installé, afin qu'il puisse régler à distance la puissance de l'installation à 100 % ou 0 %. Dans sa [décision](#) 212-00402 du 4 avril 2024, l'EiCom a indiqué

que l'élément de commande répondait à la définition d'un système de commande et de réglage intelligent et que la mise en péril potentielle de la sécurité du réseau suffisait pour une installation sans consentement. Une installation sans consentement doit cependant rester exceptionnelle, et le gestionnaire de réseau doit pouvoir démontrer que les conditions permettent effectivement de renoncer au consentement. En tenant compte du pouvoir d'appréciation dont disposent les gestionnaires de réseau, notamment en raison de leur compétence en matière de fixation des principes de la planification du réseau (art. 9b, al. 1, LApEI) et des particularités liées aux installations photovoltaïques, l'EiCom a décidé que le gestionnaire de réseau avait le droit d'installer l'élément de commande sans l'assentiment des producteurs. Elle ne peut toutefois l'utiliser sans autorisation que dans des cas exceptionnels, qui ne doivent en outre pas être causés par l'exploitation normale. Si le gestionnaire de réseau souhaite utiliser la flexibilité pour résoudre des situations prévisibles survenant dans le cadre de l'exploitation normale du réseau, il doit en premier lieu permettre ces interventions au moyen d'un accord et contre rétribution. Par exemple lorsque des hausses de tension résultent d'une forte injection des installations photovoltaïques pendant les journées ensoleillées.

Toutes les [décisions](#) mentionnées dans ce chapitre peuvent être consultées sur le site Internet de l'EiCom.

3.10 Rétribution de reprise de l'électricité

À l'été 2024, le Tribunal administratif fédéral a rendu un arrêt (A-2790/2021) sur la rétribution de reprise de l'électricité : si le producteur et le gestionnaire du réseau ne parviennent pas à s'accorder, la rétribution de reprise de l'électricité pour l'injection des énergies renouvelables prend en compte uniquement les coûts d'acqui-

sition évités par le gestionnaire de réseau et non pas les coûts de revient. Le Tribunal a constaté que la prise en compte de l'art. 12, al. 1, de l'ordonnance sur l'énergie (OEne), selon laquelle la rétribution de reprise de l'électricité se base sur les coûts de revient, n'était pas conforme à la loi.

À partir de 2026, conformément à la nouvelle loi sur l'électricité, le courant injecté sera rétribué à un prix harmonisé en Suisse, à moins que le producteur et le gestionnaire de réseau en décident autrement. La rémunération est fonction du prix du marché en moyenne trimestrielle valable au moment de l'injection. Pour les installations d'une puissance allant jusqu'à 150 kW, le Conseil fédéral va fixer des rétributions mini-

males. Certains gestionnaires de réseau ont misé sur l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions à compter du 1^{er} janvier 2025 et rétribuent déjà l'injection au prix de référence du marché. Les rétributions entre producteur et gestionnaire de réseau pouvant être convenues librement et la loi n'intervenant qu'en cas de désaccord, ce changement anticipé est autorisé.

4 Surveillance du marché



En 2024, la section Surveillance du marché de l'EICom a suivi de près l'évolution des prix de l'énergie de réglage secondaire (SRE). Une mesure corrective à court terme a été prise : l'introduction d'un prix plafond pour certaines offres d'SRE.

4.1 Évolutions des prix sur le marché de gros en 2024

En 2024, les marchés de gros européens ont essentiellement été marqués par une évolution latérale des prix après la forte baisse enregistrée en 2023 et l'apogée de la crise énergétique en 2022. Dans un premier temps, le mouvement à la baisse s'est poursuivi sur les marchés à terme, avant de s'inverser. Les prix à terme ont généralement suivi l'évolution des coûts des centrales à gaz. Grâce au bon niveau de disponibilité des centrales nucléaires françaises, le marché à terme et le marché spot ont toutefois connu des réductions de prix. Globalement, le niveau des prix sur le marché à terme en 2024 est néanmoins resté nettement supérieur à celui de l'avant-crise.

En 2024, le marché spot a été placé sous le signe de la forte production hydraulique en Suisse et des prix bas en France. L'année a été marquée par la rupture avec les modèles classiques de commerce extérieur et le renforcement des exportations vers l'Allemagne. Cette modification

des flux frontaliers a conduit entre-temps à une réduction des capacités d'exportation vers l'Allemagne et à des restrictions à l'exportation plus fréquentes à la frontière avec l'Italie. La forte production des centrales hydrauliques a conduit, essentiellement en juillet et août 2024 dans un contexte d'exploitation maximale des capacités d'exportation, à la fin du couplage entre les prix suisses de l'électricité et ceux des pays voisins, avec pour corollaire une baisse des prix en Suisse sur cette période.

Outre ces évolutions, l'année 2024 a été marquée par quelques événements notoires. Le couplage des enchères EPEX Spot Day-Ahead avec le mécanisme SDAC a pris fin le 25 juin 2024 (Single Day-Ahead Coupling ; couplage des enchères des différents marchés journaliers dans une grande partie de l'UE et en Norvège). Cela s'est traduit sur la plateforme par des prix d'adjudication parfois très élevés pour le lendemain. Le 14 juillet 2024, le prix spot pour la

Suisse a atteint un record négatif de -428 euros/MWh, résultat d'une forte injection d'énergie solaire concomitante à une faible consommation. Autre événement marquant : la hausse des prix de l'électricité en Allemagne qui, sur fond de faible injection d'énergies renouve-

lables résultant de la « Dunkelflaute » du 12 décembre 2024, ont grimpé jusqu'à atteindre 936 euros/MWh. En Suisse, le prix de l'électricité n'a pas suivi ce mouvement et s'affichait à 264 euros/MWh à la même période.

4.2 Transparence sur le marché de gros de l'électricité

Cette année encore, l'ElCom a, en sa qualité de membre du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), pris activement part à la coopération européenne au sein du groupe de travail pour l'intégrité et la transparence du marché (CMIT). L'un des points forts a été la participation à la conception d'un questionnaire complet pour saisir les activités des régulateurs de l'UE en lien avec la mise en œuvre de la Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) II. Ce questionnaire donne un précieux aperçu des activités de surveillance des marchés dans l'UE.

Dans le cadre des réunions trimestrielles du CMIT, l'ElCom a fourni des informations sur l'évolution actuelle des prix de différentes offres et leurs contextes respectifs.

À l'ordre du jour également : des échanges avec les régulateurs d'énergie des pays voi-

sins, ainsi qu'une rencontre avec l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Ces échanges ont notamment porté sur les thèmes ci-après.

- Répercussions de l'entrée en vigueur du règlement REMIT II sur la Suisse et les acteurs suisses du marché, et adaptations en résultant
- Mesures de gestion des prix élevés de l'énergie dans les différents pays
- Analyse des événements actuels sur le marché et discussion y relative

Par ailleurs, des réunions de coordination ont eu lieu avec les acteurs principaux tels que la FINMA, la SIX, l'EPEX Spot et l'EEX. Ces rencontres ont permis de coordonner et d'approfondir le dialogue au sujet des thèmes centraux liés au marché et des mesures de régulation.

4.3 Surveillance du marché : les chiffres de 2024

Depuis l'introduction du règlement REMIT en 2015 et l'application subséquente de l'art. 26a^{bis} OApEl pour les entreprises électriques ayant leur siège en Suisse et opérant sur les marchés de l'UE, le nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'ElCom n'a cessé d'augmenter. Au 31 décembre 2024, 101 acteurs du marché étaient

enregistrés auprès de l'ElCom (figure 8), soit huit de plus que l'année précédente. Cinq autres enregistrements sont en cours de traitement. Aucune entreprise n'a été désenregistrée au cours de l'année. Une liste complète des acteurs du marché enregistrés est disponible sur le site Internet de l'ElCom à la section « [Surveillance du marché](#) ».

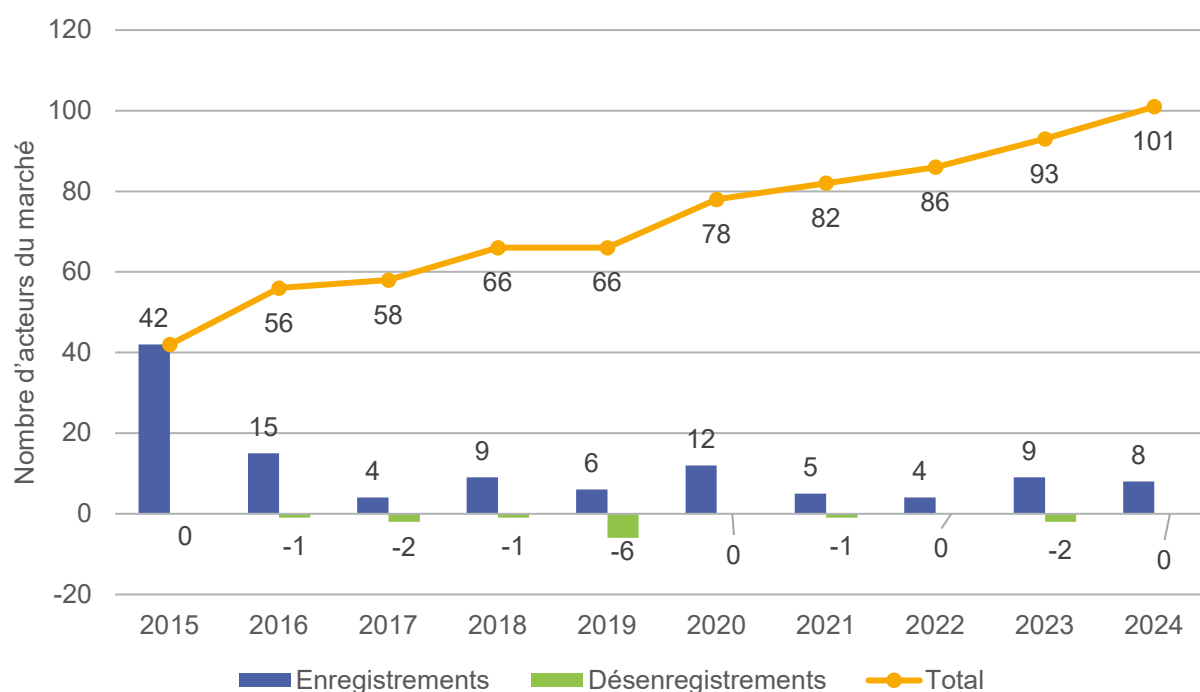


Figure 8 : Évolution du nombre d'acteurs du marché enregistrés auprès de l'EICom.

En 2024, les données relatives aux opérations de négoce d'énergie soumises à une obligation d'enregistrement effectuées par ces entreprises ont de nouveau été transmises exclusivement par l'intermédiaire des neuf fournisseurs de données externes, appelés « Registered Reporting Mechanisms » (RRMs), eux-mêmes connectés aux systèmes informatiques de l'EICom. Le processus de connexion de deux RRM supplémentaires devrait être clôturé en 2025.

Comme les années précédentes, l'EICom a reçu les données fondamentales et les publications sur les informations privilégiées via des interfaces spécifiques. Ces données lui parviennent par ses propres interfaces avec le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSOE-E) et la plateforme pour la transparence de la Bourse européenne de l'énergie (European Energy Exchange, EEX).

Depuis l'introduction fin 2015 de l'obligation de rapporter, le nombre d'acteurs du marché

enregistrés auprès de l'EICom ne cesse d'augmenter. Il en va de même pour le volume de données transmises à l'EICom par les RRM.

Les contrats standard représentent toujours la majorité des déclarations en 2024. La tendance à la hausse s'est poursuivie de façon encore plus marquée que les années précédentes : avec plus de 751 millions d'opérations (transactions et ordres), le nombre de déclarations a augmenté de 654 millions par rapport à l'année précédente, ce qui correspond à une progression de 674 %. Les ordres enregistrés représentent 706 millions à eux seuls, ce qui correspond à une augmentation de 838 % par rapport à 2023. Pour sa part, le nombre de transactions déclarées a « seulement » doublé par rapport à 2023. Cette évolution s'explique essentiellement par l'automatisation accrue du trading algorithmique sur les marchés continus. Par ailleurs, la tendance est au négoce de l'électricité à des termes de plus en plus courts.

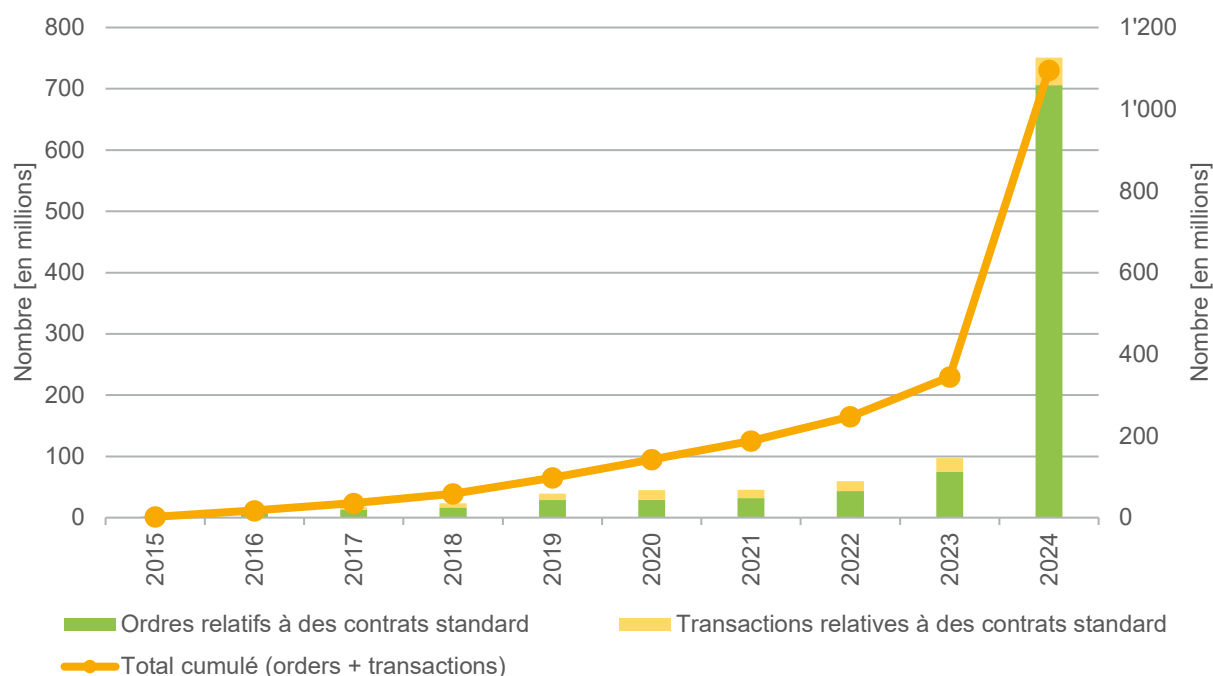


Figure 9 : Évolution du nombre de transactions déclarées, ordres et transactions (échelle à gauche), total cumulé (échelle à droite).

Cette évolution se reflète également dans la part que représentent les opérations à court terme par rapport aux opérations à terme dans les contrats

standard. En 2024, les opérations à court terme représentaient 95 % de tous les contrats standard enregistrés, contre 84 % en 2023.

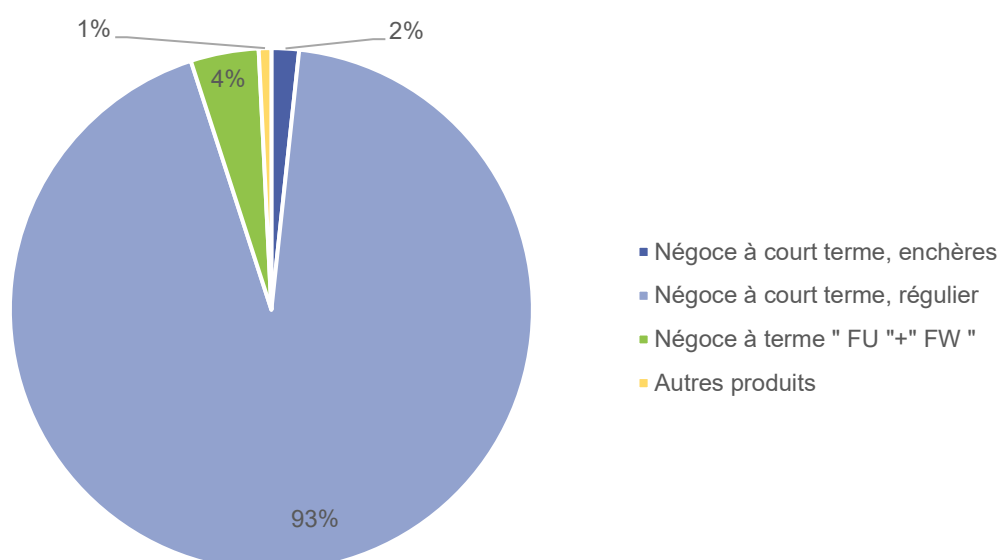


Figure 10 : Répartition des contrats standard entre négoce à court terme et à terme.

En 2024, les données fondamentales ont de nouveau joué un rôle central dans l'établissement de divers rapports, dont le rapport sur la sécurité de l'approvisionnement destiné à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) et les rapports hebdomadaires sur les marchés spot et à terme. Ces publications servent notamment à renforcer la transparence pour les acteurs du marché, tant du côté de la production que de la consommation, et à représenter clairement les évolutions du marché. La disponibilité de ces données est importante pour la qualité des analyses et des publications de l'ElCom. En 2024, la quantité de données fondamentales transmises n'a que peu augmenté, tandis que le nombre d'informations privilégiées a quintuplé : l'augmentation de l'ordre de 900 000 données fondamentales et 37 000 informations privilégiées par rapport à 2023 correspond à une hausse respective de 20 % et 539 %. Cette augmentation est le fruit du « backloading » réalisé en début d'année.

Pour ses activités de suivi et de surveillance, la section « Surveillance du marché » de l'ElCom dispose d'un large spectre de données, comme les prix de clôture pour l'électricité, le gaz et le CO₂ sur l'EEX et sur l'EPEX Spot, les prix du charbon de Refinitiv, ainsi que les données de la chambre de compensation European Commodity Clearing (ECC) et de Gestore Mercati Energetici (GME), qu'elle utilise comme référence pour ses rapports et analyses.

D'autres données sont également utilisées, comme celles sur le niveau de remplissage des lacs d'accumulation en Suisse, les disponibilités des centrales électriques dans les pays voisins ou d'autres informations de sources publiques (par exemple MétéoSuisse). Elles complètent les activités de surveillance du marché et contribuent grandement à la qualité et à la pertinence des analyses réalisées.

4.4 Analyse de l'évolution des prix en août 2022

Au cours de l'année 2022, les prix des produits à terme ont enregistré une hausse exceptionnelle sur le marché de l'électricité. Ainsi, le 26 août 2022, le produit de la charge de base (baseload) suisse pour l'année 2023 a clôturé à 1081 euros/MWh, un pic exceptionnel.

En raison de cette évolution des prix hors du commun, l'ElCom analyse, sur cette période, le niveau des prix de l'électricité appliqués aux produits à terme en Suisse, afin de constater s'il était justifié ou non. Ces analyses comprennent aussi bien une observation fondamentale des mouvements des marchés qu'un examen des opérations de négoce correspondantes réalisées par les acteurs du marché.

Dans ce contexte, il convient toutefois de noter que, en vertu de l'art. 26a^{bis}OApEl, seules les transactions effectuées par les acteurs du mar-

ché suisse sur les marchés européens sont rapportées à l'ElCom. Depuis l'entrée en vigueur de la LFiEl (loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique), les opérations (transactions et ordres) réalisées sur le marché suisse ne sont pas signalées à l'ElCom, sauf si elles concernent l'une des trois grandes entreprises du secteur de l'électricité.

Les données collectées ont permis d'étudier le comportement de ces entreprises sur les marchés domestiques et étrangers pendant cette période, principalement en août 2022, et d'analyser les effets de la hausse des prix sur leurs stratégies. Cette analyse permet aussi d'étudier la problématique de la volatilité des prix sur un marché moins liquide que le marché suisse. Les observations ont surtout porté sur les activités des acteurs suisses du marché sur les futures et forwards, qu'il

s'agisse de leur comportement en matière d'enchères ou des opérations effectivement réalisées.

L'analyse est en passe d'être clôturée et fera l'objet d'un rapport qui sera publié en 2025.

4.5 Analyse de l'énergie de réglage secondaire

D'après les analyses du Secrétariat technique de l'ElCom (ci-après « Secrétariat technique »), l'augmentation significative des prix de l'énergie de réglage secondaire (SRE) observée depuis la mi-2022 et, en particulier, le renforcement de cette hausse depuis le printemps 2024 ne se justifient pas par des facteurs fondamentaux. Ce constat laisse présumer que le mécanisme de marché fonctionne de manière incomplète pour le SRE.

L'ElCom a donc décidé que toutes les mesures possibles devaient être vérifiées. En guise de mesure corrective à court terme, elle a donc instauré à titre temporaire un prix plafond différencié sur une base contractuelle. Ce prix plafond concerne uniquement les offres de SRE obligatoire, c'est-à-dire le SRE proposé en relation avec la puissance de réglage secondaire (SRL), et s'élève à 1000 euros par mégawattheure. L'accord conclu entre Swissgrid et les prestataires

responsables des services-système (PSS) entre en vigueur début mars et s'appliquera jusqu'à la fin 2025. Le plafonnement des prix et des offres représente uniquement une mesure corrective temporaire à court terme. À moyen et à long terme, il est nécessaire de prendre des mesures alternatives pour rendre le marché SRE plus efficace et réduire les besoins en énergie d'ajustement, et donc également en énergie de réglage.

Le gestionnaire de réseau de transport Swissgrid achète le SRE afin de compenser les déséquilibres qui apparaissent à court terme sur le réseau électrique dans une optique de préservation de la stabilité du système. L'acquisition de l'énergie et de la puissance sous-jacente doit s'effectuer au moyen d'une procédure axée sur le marché, transparente et non discriminatoire selon l'art. 20, al. 2, let. b, LApEl et l'art. 22, al. 1, OApEl. Swissgrid mène une procédure d'appel d'offres à cet effet.

4.5.1 Contexte

Jusqu'à la mi-2022, le SRE acheté par Swissgrid était indemnisé de manière forfaitaire, sur la base d'une majoration ou d'une déduction de 20 % par rapport au prix de marché spot. Une procédure d'appel d'offres n'était organisée que pour la SRL. Après le passage de la procédure d'achat suisse à un design de marché orienté vers un marché UE harmonisé (« PICASSO ») à la mi-2022, un modèle d'appel d'offres a également été mis en place pour le SRE, de sorte que l'indemnisation du SRE intervienne, elle aussi, sur la base d'adjudication de prix individuels. Ce changement de procédure d'achat a fait grimper sensiblement les prix du SRE, à savoir les majora-

tions et déductions par rapport au prix de marché spot, et donc les coûts du SRE. Au début de l'été 2024, la hausse des prix du SRE s'est fortement accentuée, pour se maintenir ensuite à un niveau élevé. Les figures ci-dessous illustrent l'augmentation des prix d'activation du SRE depuis la mi-2022 lorsque la procédure d'achat a été modifiée, ainsi que l'augmentation significative à partir du printemps/été 2024. La figure 11 compare les majorations du SRE simulées par rapport au prix du marché spot selon l'ancienne procédure d'achat (c'est-à-dire prix de marché spot + 20 %) avec les majorations effectives par rapport au prix du marché spot qui ont été

payées depuis juillet 2022. La figure 12 illustre les coûts induits par l'achat du SRE, compte tenu des quantités d'énergie activées (remarque :

seules les majorations de prix et de coût du SRE positif [SRE+ : injection supplémentaire] par rapport au prix de marché spot sont représentées).

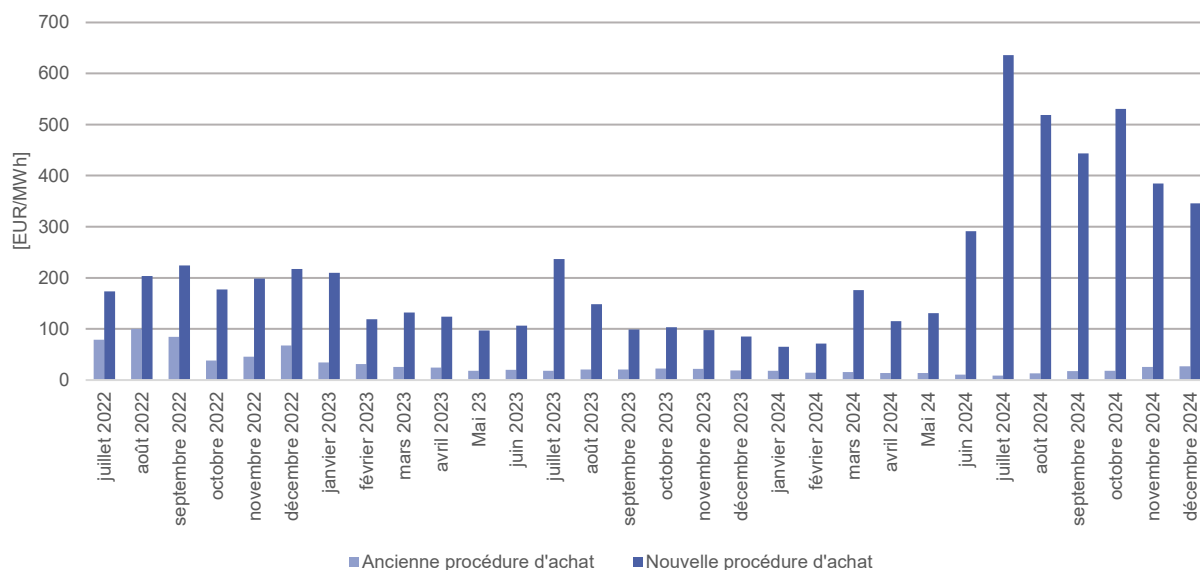


Figure 11 : Comparaison des prix d'activation mensuels moyens du SRE+ (représentés en tant que majorations du prix du marché spot en euros/MWh) selon les majorations effectives dans la procédure d'achat actuelle par rapport aux majorations simulées dans l'ancienne procédure d'achat (prix de marché spot + 20 %).

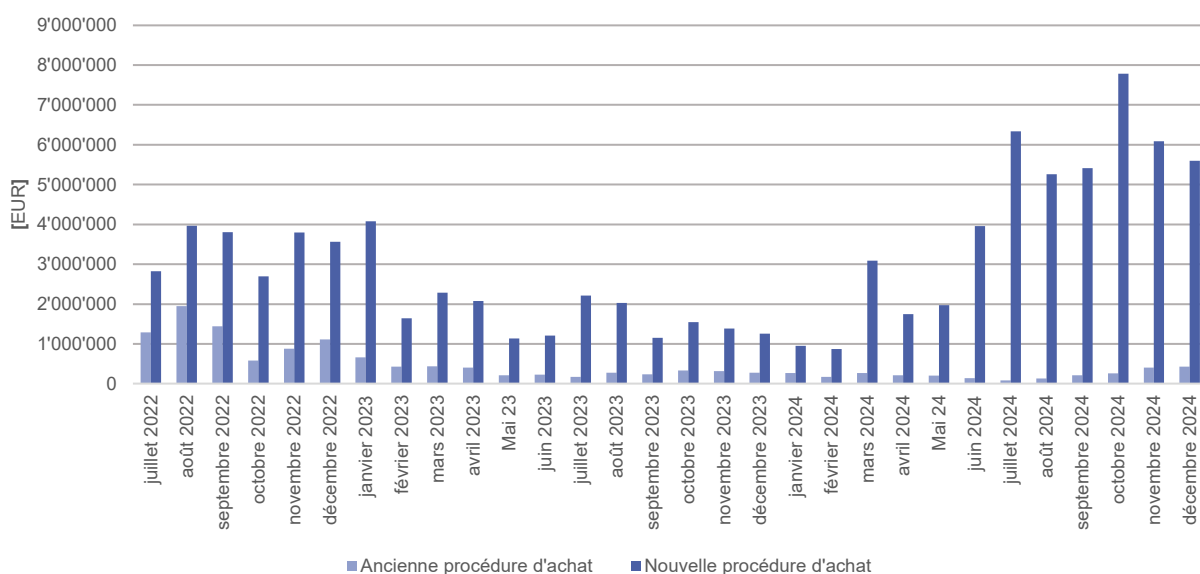


Figure 12 : Comparaison des coûts d'activation mensuels absolus du SRE+ (représentés en tant que majorations des coûts selon le prix du marché spot en euros/MWh) dans la procédure d'achat actuelle par rapport aux coûts simulés dans l'ancienne procédure d'achat.

L'évolution des prix mensuels moyens des offres SRE est illustrée par la figure 13.

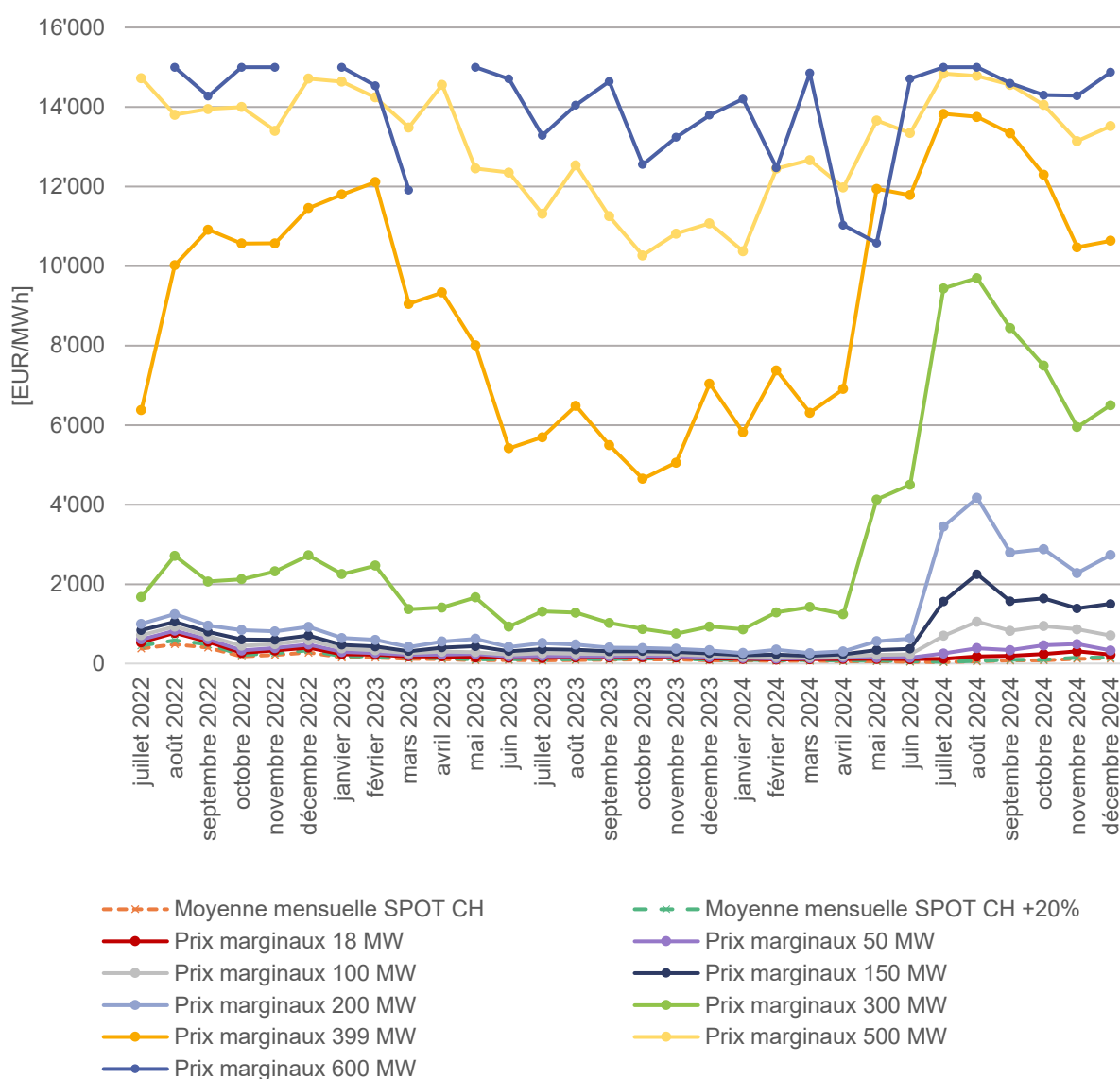


Figure 13 : Prix marginaux des offres SRE+ (jusqu'à 600 MW).

Parallèlement, une forte hausse des déséquilibres dans la zone de réglage Suisse a récemment été enregistrée, ce qui a contraint Swissgrid à demander la livraison d'une plus grande quantité d'énergie de réglage. Cette situation s'est traduite par une nouvelle hausse des

coûts du SRE à la charge des consommateurs finaux. Dans ce contexte, des déséquilibres plus importants pourraient entraîner un risque de liquidité pour les acteurs du marché ainsi qu'un danger pour la stabilité du marché.

4.5.2 Démarche du Secrétariat technique

En vertu de sa compétence générale d'exécution du droit de l'approvisionnement en électricité et de surveillance de l'acquisition de la SRL et du SRE, l'EiCom peut prendre des mesures si elle estime que le résultat du fonctionnement du marché n'est pas efficace. Il convient de tenir compte du fait que les prix du SRE ont une incidence directe sur les prix de l'énergie d'ajustement et, par conséquent, sur les prix de l'électricité pour les consommateurs finaux.

Du fait de l'augmentation des prix du SRE et des majorations du prix spot, le Secrétariat technique a été contacté dès le début de l'année 2023 et a procédé à des analyses sur la formation des prix du SRE. Des analyses complémentaires ont suivi à partir du début de l'été 2024, compte tenu de l'accentuation de la hausse. Le Secrétariat technique est parvenu à la conclusion que les majorations de prix du SRE par rapport au prix de marché spot en nette hausse depuis la mi-2022 et, en particulier, l'augmentation supplémentaire des prix du SRE depuis le printemps 2024 ne se justifiaient pas par des fac-

teurs fondamentaux. Ce constat laisse présumer que la concurrence fonctionne de manière incomplète pour le SRE et que dans le cadre de l'achat du SRE, les résultats ne sont pas orientés marché. Le Secrétariat technique a publié une [communication](#) à ce sujet le 31 octobre 2024.

Début octobre, le Secrétariat technique a informé les prestataires responsables des services-système (PSS) des analyses menées et présenté une proposition de correction à court terme à travers la définition d'un prix plafond sur une base contractuelle pour le SRE. Par ailleurs, il a invité les PSS à prendre position par écrit sur les motifs vraisemblables de l'augmentation des prix du SRE et à indiquer par la même occasion leur disposition à mettre en œuvre un prix plafond fixé sur une base contractuelle entre Swissgrid et les PSS.

Le Secrétariat technique a examiné les retours des PSS, a procédé – sur cette même base – à des analyses plus poussées et en a déduit un modèle différencié pour un plafonnement des prix du SRE.

4.5.3 Instauration du prix plafond pour le SRE et structure de celui-ci

Le prix plafond temporaire du SRE correspond à une mesure limitée et différenciée. D'une part, le plafonnement ne concerne que les prix des offres de fourniture d'énergie (SRE), et n'affecte en rien la puissance proposée (SRL) ou encore le réglage tertiaire (puissance de réglage tertiaire et énergie de réglage tertiaire). D'autre part, le plafonnement ne s'applique qu'à une partie des offres du SRE, à savoir les offres obligatoires. Il s'agit de la majorité des offres. Dans ce cas, une adjudication a déjà été octroyée pour la puissance proposée (SRL) et les PSS concernés sont tenus de réserver l'énergie correspondante. Les exploitants de centrale couvrent déjà largement leurs coûts d'opportu-

rité via l'indemnisation de la puissance de réglage secondaire. En revanche, l'instauration du plafonnement des prix n'a aucun impact sur les offres volontaires (non liées à une prime SRL).

En vertu de l'accord, le prix plafond pour les offres SRE obligatoires s'élève désormais à 1000 euros/MWh (contre 15 000 euros/MWh jusqu'à présent). Étant donné qu'il est nécessaire de disposer d'un délai de mise en œuvre technique, le prix plafond entrera en vigueur seulement au début de la semaine civile 10 de 2025 (soit le 3 mars 2025). En outre, son application sera limitée jusqu'à la fin de la semaine civile 52 de 2025.

4.5.4 Mise en œuvre du plafonnement des prix et des offres

Sur la base de ces valeurs-clés, le secrétariat technique a présenté aux PSS l'accord additionnel temporaire portant sur l'instauration d'un plafond pour signature en cas d'approbation. À l'heure actuelle, Swissgrid et tous les PSS, à l'exception d'un acteur du marché, ont signé l'accord additionnel correspondant, qui est donc conclu. Afin de garantir l'égalité de traitement, de même qu'un fonctionnement de marché efficace pour le SRE, Swissgrid a résilié le contrat-cadre avec le prestataire responsable des services-système non signataire. Bien entendu, ce prestataire a, à tout moment, la possibilité de conclure un nouveau contrat-cadre avec Swissgrid en vue de prendre part au ré-

glage secondaire (y compris accord additionnel). Le Secrétariat technique estime que le prix plafond temporaire et différencié qui a été fixé est une mesure nécessaire et proportionnée. Avec une telle structure de plafond différenciée, il faut selon toute vraisemblance s'attendre à des incidences notables sur les coûts du SRE, ce qui soulagera in fine les consommateurs finaux (notamment dans l'industrie). À l'inverse, la différenciation permet de minimiser les éventuels risques ou distorsions, sachant que le plafond ne vient pas limiter de façon globale le niveau de prix du SRE. Par ailleurs, il est possible d'adapter le plafond en cas de mouvements exceptionnels sur les marchés.

4.5.5 Nécessité de prendre des mesures complémentaires

Le Secrétariat technique estime que l'instauration du prix plafond est une mesure corrective temporaire et nécessaire à court terme. À moyen et à long terme, il convient toutefois de prendre des mesures complémentaires ou alternatives pour rendre, d'une part, le marché SRE plus efficace et, d'autre part, réduire les besoins en énergie de réglage.

Dans le cadre de l'amélioration de l'efficacité du marché SRE, l'objectif est principalement de réduire les barrières à l'entrée sur le marché grâce à la simplification des conditions de participation et à des processus plus efficaces, ainsi que d'accroître la liquidité et de renforcer le degré de

concurrence sur le marché. Dans ce contexte, l'ElCom examine, avec le concours de l'OFEN, la nécessité ou l'utilité de procéder à des ajustements du cadre réglementaire, par exemple en vue de permettre à d'autres soumissionnaires d'être présents plus facilement sur le marché de l'énergie de réglage négative. En ce qui concerne les mesures visant à améliorer l'équilibrage des zones de réglage, le but est notamment de renforcer la qualité des données et des prévisions, par exemple en précisant ou en adaptant les processus de gestion des bilans, ou en optimisant les mécanismes d'incitation. Cet objectif peut être atteint, par exemple, en reconsidérant le mécanisme de fixation des prix de l'énergie d'ajustement.

4.6 Monitoring des liquidités selon la LFiEl

Depuis l'introduction de la LFiEl en 2022, les entreprises d'importance systémique transmettent tous les mois les données exigées en vertu de l'art. 19 – cependant dans divers formats et avec des contenus variés. Ces écarts s'expliquent par les données internes disponibles spécifiques aux entreprises.

L'expérience de l'ElCom montre que des informations supplémentaires sont nécessaires pour continuer à améliorer l'exécution de la LFiEl et du monitoring des liquidités qui en découle. C'est pourquoi l'ElCom a, surtout en 2024, mené des discussions bilatérales et réalisé des concertations communes avec toutes les entre-

prises d'importance systémique concernées. L'objectif était de s'entendre sur les données à communiquer et de développer la standardisation des formats de données.

Un jalon important a été franchi en octobre 2024 : les entreprises d'importance systémique ont commencé à transmettre à l'ElCom et à l'OFEN les données demandées au format con-

venu. Cependant, des différences persistent au niveau du contenu des données transmises, de sorte que des mesures d'harmonisation et de stabilisation supplémentaires sont nécessaires.

L'ElCom s'efforce d'intégrer ces données dans un nouveau rapport complet pour améliorer durablement la transparence et l'efficacité lors de la mise en œuvre de la LFiEl.

4.7 Perspectives en lien avec le nouveau cadre légal

La LFiEl, plus connue comme « mécanisme de sauvetage destiné au secteur de l'électricité », est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2022. Introduite initialement en réaction aux augmentations de prix extrêmes survenues à l'été 2022, sa durée de validité est limitée au 31 décembre 2026. L'objectif étant de proposer à partir de 2027 une réglementation durable sans limite de validité, comme la motion 22.4132 d'Eva Herzog le demande.

La loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE) constitue l'un des piliers de la nouvelle directive. Elle vise à augmenter la transparence dans le négoce de l'énergie, à améliorer la surveillance et, partant, à renforcer la stabilité du système ainsi que la sécurité de l'approvisionnement.

De mars à juin 2024, le Conseil fédéral a mis en consultation les modifications de la LApEl qui devraient répondre aux exigences spécifiques des entreprises d'importance systémique. Les modifications consistent en un remaniement des exigences posées aux liquidités des entreprises d'importance systémique visant à garantir l'équilibre entre l'efficacité des directives, la charge de travail pour les entreprises concernées et l'ElCom, ainsi que la praticabilité de la surveillance. Par ailleurs, le projet prévoit des obligations concrètes d'information, notamment un reporting régulier de la situation en matière de liquidités, de capitaux propres et d'endettement à l'intention de l'ElCom à des fins de transparence et de traçabilité.

4.8 Répercussions du règlement REMIT II sur les acteurs suisses du marché

Avec l'entrée en vigueur du règlement (UE) n° 2024/1106 du 11 avril 2024 (REMIT II) modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011 (REMIT) et (UE) 2019/942, l'ACER a introduit des nouveautés au niveau de l'enregistrement des acteurs du marché. Ces modifications se reflètent en grande partie dans le registre centralisé européen des acteurs du marché (CEREMP). Cela

nécessite de procéder à des adaptations dans la procédure d'enregistrement auprès de l'ElCom des acteurs du marché ayant leur siège en Suisse. Cela concerne notamment les informations sur le trading algorithmique et l'« accès électronique direct ». Les acteurs du marché concernés doivent désormais indiquer s'ils utilisent ou proposent ces services.

À la suite de la mise à jour sur les sites de l'ElCom, la saisie sur la plateforme est désormais obligatoire pour la publication des informations privilégiées. Les acteurs suisses du marché doivent impérativement indiquer sur quelle plateforme ils publient leurs informations privilégiées. En général, il est surtout question des informations sur les pannes imprévues des centrales électriques.

Une autre modification dans le règlement REMIT II prévoit que les acteurs du marché établis ou résidant dans un pays tiers désignent un représentant dans un état de l'UE. Ce dernier doit être habilité à agir au nom de l'acteur du marché pour assurer une coopération efficace et en temps utile avec l'autorité de régulation compétente, ainsi que pour garantir le respect des décisions et le traitement des demandes d'informations émanant de ladite autorité ou de l'ACER. Cette réglementation concerne tous les acteurs du marché ayant leur siège en Suisse. Le représentant dans un État de l'UE doit être indiqué dans le système d'enregistrement de l'ElCom.

Conformément au règlement REMIT II, les marchés organisés (OMP) ou les tiers, obligés en leur nom aux fins du reporting, doivent désormais déclarer les données du négoce directement à l'ACER. Les acteurs du marché ayant leur

siège en Suisse se trouvent ainsi dans une situation particulière. Avant, ils recevaient de la part des OMP les données en lien avec leurs activités sur les OMP, si bien qu'ils pouvaient transmettre les données pertinentes simultanément à l'ACER et à l'ElCom via le RRM de leur choix. Depuis la modification, les acteurs du marché suisses ne peuvent plus remplir leur devoir d'information légal auprès de l'ElCom conformément à l'art. 26a^{bis} OApEl sans le soutien des OMP. L'ElCom est intervenue pour que les OMP continuent de traiter les données à déclarer de la même façon, au même moment et au même format qu'avant la modification de la procédure d'annonce et les mettent à la disposition des acteurs du marché suisses comme avant. Les acteurs du marché se chargent ensuite de transmettre les données à l'ElCom via leur RRM.

Les OMP qui envisagent de proposer aux acteurs du marché suisses le service de reporting direct à l'intention de l'ElCom bénéficient du soutien de cette dernière pour le raccordement à l'infrastructure de l'ElCom.

Étant donné que les actes d'exécution ou « Implementing Acts » du règlement REMIT II n'ont pas encore été introduits ni élaborés, il faut encore s'attendre à d'autres changements et adaptations courant 2025.

5 Sécurité de l’approvisionnement



La Suisse est également appelée le « château d’eau de l’Europe ». Une grande partie de la consommation d’électricité indigène provient de l’énergie hydraulique. La photo montre le lac de Gelmer dans l’Oberland bernois.

5.1 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 incluent l’utilisation efficace de l’électricité, l’acquisition de l’électricité ou le renforcement et le 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. Durant l’exercice, la sécurité de l’approvisionnement a été marquée, comme les années précédentes, par la guerre en Ukraine. Les prix sur les marchés européen et suisse de l’électricité se sont donc maintenus à un niveau élevé. Quant à la situation du marché et de l’approvisionnement, elle est globalement restée légèrement tendue. L’ElCom a donc poursuivi son observation attentive de la situation de l’approvisionnement, notamment dans le cadre du groupe de travail « Sécurité de l’approvisionnement ».

5.2 Rétrospective de l’hiver 2023/2024

Les tensions politiques résultant de l’invasion de l’Ukraine par la Russie, y compris les sanctions dans le secteur de l’énergie, ont entraîné à partir de 2022 des perturbations sur les marchés (européens) de l’énergie. Les réductions des importations d’énergie en prove-

nance de Russie dues aux sanctions ont entraîné d’importantes fluctuations de prix et de fortes incertitudes sur les marchés de l’énergie. Dans toute l’Europe, y compris en Suisse, des mesures ont été prises pour assurer l’approvisionnement en énergie, notam-

ment en vue des mois hivernaux. Les mesures prises et introduites en 2023/2024 pour garantir la sécurité de l'approvisionnement sont

énumérées ci-dessous. La liste se concentre sur les mesures impliquant une participation directe ou indirecte de l'ElCom.

5.3 Autres événements survenus en cours d'année

Le groupe de travail « Sécurité de l'approvisionnement », dirigé par l'ElCom, s'est réuni régulièrement, même durant l'été, afin de surveiller de près la situation de l'approvisionnement en électricité – qui a continué de se traduire par un niveau de prix élevé – et son évolution.

Les livraisons de gaz ont été bonnes, du fait notamment des nombreuses améliorations apportées aux chaînes d'approvisionnement en gaz liquéfié et au stockage planifié dans les réservoirs de gaz de l'UE. Toutefois, l'approvisionnement en gaz peut continuer à générer des incertitudes.

La capacité opérationnelle normale des centrales nucléaires suisses et françaises a nettement contribué à détendre la situation. La persistance de températures estivales élevées est toutefois susceptible d'impacter le fonctionnement des centrales nucléaires suisses s'il s'avère nécessaire de réduire ou d'arrêter la production pour prévenir les températures élevées de l'eau des rivières. Pendant l'été 2024, l'ElCom a surveillé la situation en continu pour la centrale nucléaire de Beznau. Les conditions météorologiques ont été telles que la production n'a dû être restreinte que quelques jours en raison des températures durant l'exercice.

Pour renforcer l'approvisionnement énergétique en prévision de l'hiver, une mesure a été prise durant l'exercice, en plus des différentes réserves de production (cf. chapitre suivant), à savoir la possibilité de relever temporairement la tension de 220 à 380 kV dans le réseau de transport sur la ligne de la Gemmi. Une mesure réservée toutefois aux cas d'extrême urgence.

Si, au cours du semestre d'hiver, la Suisse soutient les pays voisins en cas de problèmes de réseau en

activant fréquemment des redispatchings positifs auprès de centrales situées sur son territoire, cela peut avoir une influence négative sur le niveau de remplissage des réserves en Suisse. Entre octobre et décembre 2024, une quantité globale de quelque 40 GWh (dont 5 GWh le 16 décembre 2024) a été produite à cet effet en Suisse (cf. figure 21, chapitre 7.1). Cette énergie, qui représente environ un quart de la consommation quotidienne de la Suisse, a été directement transportée vers l'étranger. Le système d'entraide mis en place entre la Suisse et les pays voisins ainsi que leurs gestionnaires de réseau de transport augmente la résilience du système électrique dans la région et bénéficie aussi à la Suisse en cas de besoin.

Par le passé, la zone de réglage suisse a déjà connu quelques déséquilibres d'envergure. La tendance se confirme toutefois au fil des années et s'est nettement accentuée en 2024. Le 22 avril 2024, par exemple, un grand nombre de groupes-bilan actifs en Suisse ont simultanément manqué d'énergie dans leur portefeuille consacré à l'énergie servant à l'équilibrage, ce qui a entraîné un déséquilibre de la zone de réglage suisse atteignant jusqu'à 1400 MW. Ce même jour, la production des installations photovoltaïques dans toute la Suisse était nettement plus faible que prévu. De plus, l'activation d'une grande quantité de puissance de réglage a nécessité de recourir à une énergie de réserve très chère. Les coûts de l'énergie de réglage qu'il a fallu utiliser ce jour-là se sont élevés à environ 7,1 millions de francs.¹

La figure 14² donne un aperçu des tendances à long terme concernant les déséquilibres. Les points ci-après sont particulièrement frappants. Premièrement, depuis un certain nombre d'années, on constate que les déséquilibres ont tendance à aug-

menter et à perdurer, avec des répartitions de plus en plus plates et larges. Deuxièmement, les événements extrêmes sont particulièrement frappants et ont également attiré l'attention des médias en 2024, mais ils ne changent pas grand-chose à l'évaluation fondamentale de la situation. Même sans tenir compte de ces événements, la tendance enregistrée ces dernières années reste en effet observable. Tous les déséquilibres doivent être compensés grâce à l'énergie de réglage (secondaire et tertiaire), à des coopérations internationales comme les Frequency Containment Reserves

(plateforme FCR, puissance de réglage primaire) et à l'Imbalance Netting (projet IGCC). Il est évident que les grands déséquilibres requièrent davantage de réserves de réglage et l'utilisation de plus grandes quantités d'énergie de réglage.

1 Conformément au mécanisme en vigueur, Swissgrid a facturé environ 8,5 millions de francs aux groupes-bilan pour l'énergie d'ajustement. Selon la LApEl, cette différence entre les montants (1,4 million de francs) est intégrée dans le calcul des tarifs de Swissgrid et utilisée pour couvrir les coûts liés notamment à la mise à disposition de la puissance de réglage par les exploitants de centrales.

2 Elle montre la répartition normale adaptée aux données de mesure de la zone de réglage. Une position positive signifie que la zone de réglage est longue (long), c'est-à-dire que la production ou l'importation d'énergie est plus importante que la consommation ou l'exportation ; une position négative signifie que la zone est courte (short).

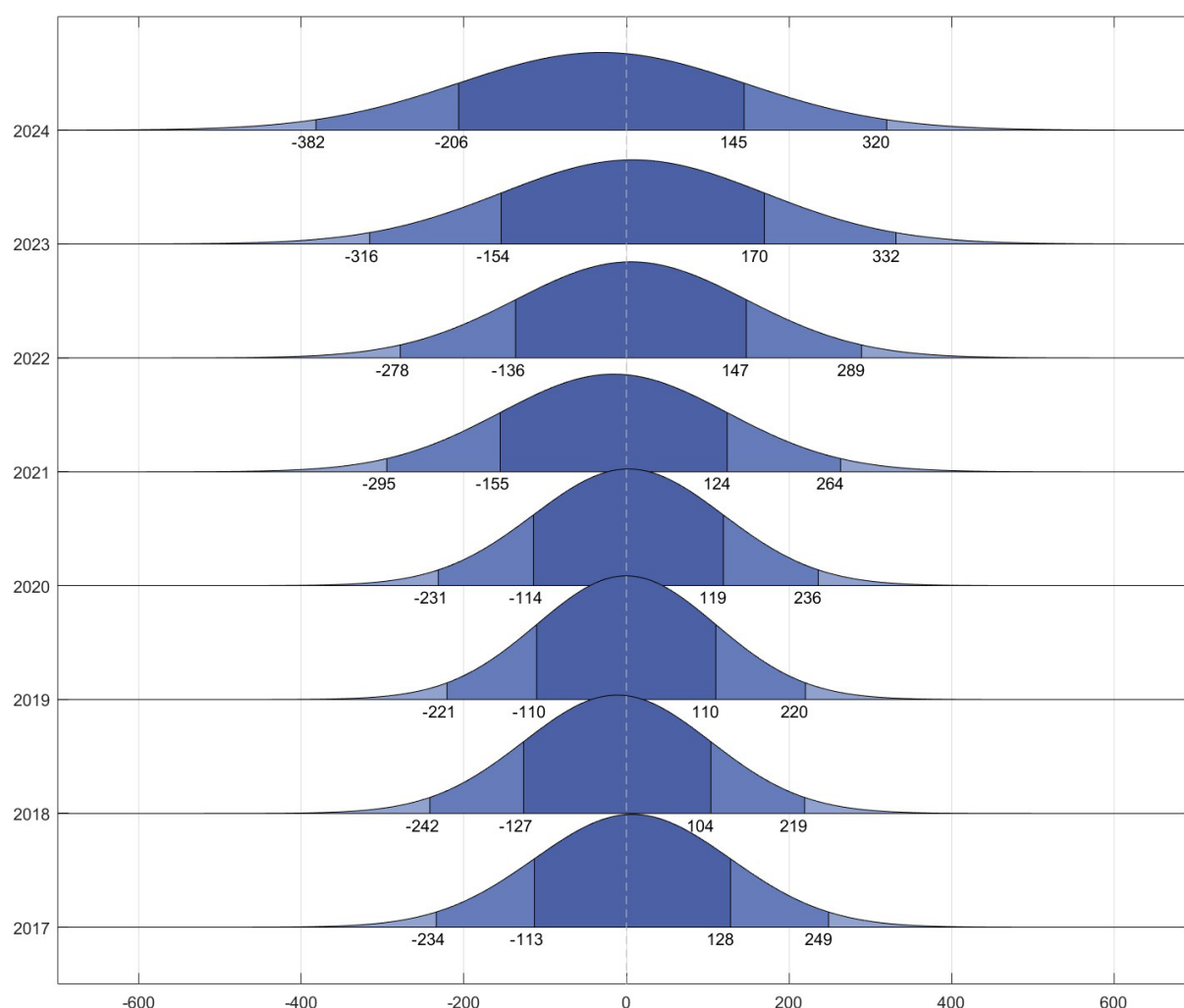


Figure 14 : Répartitions de tous les déséquilibres dans le système pour la zone de réglage suisse en MW. Les répartitions sont représentées en différentes couleurs en fonction de l'écart-type (σ) et du double écart-type (2σ) de la répartition normale adaptée.

L'analyse des données permet de faire d'autres observations. Au fil des années, la valeur moyenne a oscillé autour de zéro, cf. tableau
2. Le résultat négatif relativement élevé pour 2024 ($\mu_{H1_2024} = -30,9$ MW) doit être pris en compte et suivi de près.

		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Valeur moyenne (μ)	MW	-30,9	7,9	5,6	-15,7	2,4	-0,3	-11,3	7,4
Écart-type (σ)	MW	175,5	161,9	141,9	139,6	116,9	110,2	115,3	120,7

Tableau 2 : Déséquilibres, valeur moyenne et écart-type des répartitions en MW.

5.4 Réserves

Afin de prévenir une pénurie d'électricité surtout à la fin de l'hiver, le Conseil fédéral a notamment prévu dès l'hiver 2022/2023 la construction d'une centrale de réserve à Birr (AG), la mise à disposition d'autres centrales de réserve à Cornaux (NE) et Monthey (VS) et des groupes électrogènes de secours comme réserves complémentaires. Il a

également demandé à l'ElCom d'acquérir une réserve hydroélectrique. Cette mesure a également été reconduite pour les hivers 2023/2024 et 2024/2025. Le recours éventuel aux réserves est réglé par l'ElCom dans les [directives](#) 5/2023 et 6/2024 consacrées aux consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale.

5.4.1 Réserves hydroélectriques

Pour l'hiver 2024/2025, l'ElCom a décidé dans la [directive](#) 5/2024 « Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2024/2025 » d'acquérir une réserve hydroélectrique de 300 GWh avec une marge de plus ou moins ± 100 GWh pour la période comprise entre le 1^{er} février 2025 et le 12 mai 2025. Cette acquisition a eu lieu par le biais de trois appels d'offres partiels échelonnés à l'été 2024. Le premier appel d'offres s'est terminé le 24 juillet 2024. Des offres d'un volume total de 63 GWh y ont reçu une adjudication. Les coûts

de la première tranche se sont chiffrés à 3,3 millions d'euros. Le deuxième appel d'offres pour la réserve hydroélectrique a été clôturé le 14 août 2024. Il a permis l'adjudication de 82 GWh supplémentaires pour un montant de 5,6 millions d'euros. Le troisième et dernier appel d'offres s'est terminé le 28 août 2024 avec l'adjudication d'offres d'un volume total de 105 GWh. Les coûts de cette troisième tranche se sont élevés à 7,6 millions d'euros. En tout, les trois appels d'offres partiels ont permis d'acquérir 250 GWh pour un total de 16,5 millions d'euros.

5.4.2 Réserves complémentaires

Les trois centrales de réserve ont une puissance totale avoisinant les 326 MW pouvant être utilisée au cours de l'hiver 2024/2025. En février

2024, l'ElCom a encadré les tests correspondants en sa qualité de responsable. En outre, des contrats ont été conclus en 2023/2024

avec les exploitants de groupes électrogènes de secours réunis en pool pour une puissance de 266 MW à laquelle il est également possible

de recourir dans les situations d'urgence, conformément aux consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale.

5.5 Perspectives

Même si les prix se sont maintenus à un niveau élevé au cours de l'année sous revue, la sécurité de l'approvisionnement a toujours été assurée. Une éventuelle aggravation de la situation géopolitique en lien avec l'Ukraine reste, comme l'année précédente, un impondérable difficile à estimer. Si une pénurie de gaz ou une perturbation de l'approvisionnement en électricité devait en résulter dans toute l'Europe, cela aurait également des répercussions négatives sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse.

Concernant l'estimation des besoins dans le cadre de l'appel d'offres portant sur les installations de secours dans les réserves complémentaires, l'ElCom a commandé et lancé, outre sa propre estimation destinée au Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), la mise à jour de l'étude « Adequacy » relative à l'analyse de la sécurité de l'approvisionnement. Les résultats sont attendus pour 2025.

L'ElCom a abordé le sujet des déséquilibres importants et en augmentation au fil des années dans la zone de réglage Suisse (cf. chapitre 5.3) aussi bien avec les responsables des groupes-bilan comptant des points de prélèvement et avec Swissgrid que dans deux [communications](#) publiques consacrées l'une à l'équilibre dans les zones de réglage, et l'autre à la nécessité d'améliorer de toute urgence la qualité des données.

Diverses mesures ont été engagées en raison des déséquilibres évoqués. La vérification du mécanisme de prix régissant l'énergie d'ajustement a

déjà commencé et Swissgrid est en dialogue avec les responsables des groupes-bilan à ce sujet. L'accent est également mis sur la disponibilité des informations requises et la qualité des données de mesure servant non seulement au décompte, mais aussi aux prévisions de consommation et de production des groupes-bilan. Ces prévisions doivent être calculées quotidiennement et reposent, notamment, sur la base de valeurs mesurées en temps réel et proches de la réalité. Concernant l'échange entre les GRD et les groupes-bilan, l'ElCom considère que les exigences légales en matière de séparation des activités n'empêchent pas l'échange d'informations requis. Il semble nécessaire et pertinent de réviser de manière systématique les réglementations et processus existants entre les responsables des groupes-bilan, les sous-groupes-bilan et les gestionnaires de réseau de distribution. Enfin, il faut mentionner l'optimisation des prévisions. Elle a déjà lieu actuellement sur la base notamment de données météorologiques. En raison des incidents survenus en 2024 et compte tenu du développement rapide du photovoltaïque, il convient de vérifier que les données et prévisions météorologiques livrées par les modèles météorologiques numériques sont prises en compte dans les prévisions de production. En particulier, la prise en compte des modifications des prévisions météorologiques le week-end est une mesure qui devrait contribuer de manière significative à améliorer la situation.

L'ElCom continuera de surveiller les mesures engagées à titre subsidiaire par les acteurs concernés, en portant une attention particulière à l'optimisation rapide des processus existants.

5.6 Cybersécurité

Les réseaux électriques sont de plus en plus contrôlés et surveillés par des technologies de l'information et de la communication « intelligentes ». Ces technologies offrent aux gestionnaires de réseau davantage de possibilités de pilotage. Elles permettent d'optimiser le fonctionnement du système et de proposer de nouveaux services. Toutefois, l'interconnexion croissante liée aux technologies de l'information accroît aussi le risque que, par exemple, des cyberincidents volontaires ou non portent atteinte à la disponibilité, à l'intégrité ou à la confidentialité des données ou détruisent des installations techniques. Dans les cas extrêmes, cela peut entraîner une panne de courant à grande échelle avec de graves conséquences. Ainsi, la cybersécurité devient un facteur déterminant pour garantir un approvisionnement sûr.

Avec l'entrée en vigueur de l'art. 8a LApEI et de l'art. 5a OApEI, les gestionnaires de réseau, les producteurs, les agents de stockage et les fournisseurs de services (ci-après « entreprises ») doivent se protéger de manière adéquate contre les cybermenaces et répondre à des exigences minimales. En vertu de l'art. 22, al. 3, LApEI, l'ElCom surveille les marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays et, partant, de garantir la cybersécurité, conformément aux nouvelles dispositions réglementaires. Il en résulte des adaptations, tant pour les entreprises concernées que pour l'ElCom. L'ElCom doit adapter aux nouvelles directives son activité de surveillance axée sur les mesures de cybersécurité. Dans cette optique, un concept de surveillance basé sur les risques a été développé en coopération avec l'Office fédéral de la cybersécurité (OFCS). Ce concept se compose de trois instruments de surveillance se complétant mutuellement (cf. directive 1/2024 « Surveillance de la cybersécurité assurée par l'ElCom ») : les entretiens de sensibilisation, l'enquête Mo-

onitoring Cyber et les audits. Pour pouvoir assurer ces tâches étendues de manière ciblée, l'ElCom a doté le Secrétariat technique du nouveau domaine « Analyse des données et cybersécurité » au cours de l'année sous revue.

L'ElCom mène des entretiens de sensibilisation avec les entreprises déterminantes pour la stabilité opérationnelle du système. Ces entretiens reposent sur un questionnaire élaboré en coopération avec l'OFCS sur la base du cadre de cybersécurité du National Institute of Standards and Technology (NIST). Ils permettent à l'ElCom d'avoir un aperçu des pratiques en matière de cybersécurité des entreprises interrogées sur place. Durant l'exercice, l'ElCom a mené des entretiens avec près d'un tiers des entreprises. Les entretiens restants auront lieu en 2025. Il est prévu de les reconduire tous les ans. En guise de mesure complémentaire, l'ElCom a mis en place l'enquête d'auto-évaluation « Monitoring Cyber » sur le portail eGovernment DETEC afin de contrôler les normes minimales. L'enquête est réalisée début 2025. Contrairement aux entretiens de sensibilisation, le questionnaire doit être traité par toutes les entreprises. Afin d'évaluer l'évolution du processus, cette enquête aura lieu tous les ans. Ces deux instruments sont complétés par des audits. En 2025, un concept va être élaboré afin d'obtenir, pour une sélection d'entreprises, un aperçu plus détaillé de la mise en œuvre technique des mesures de cybersécurité.

L'ElCom pose comme condition préalable que la mise en œuvre des documents pertinents soit efficace et tienne compte des risques. Il s'agit des documents de branche de l'Association des entreprises électriques suisses (AES) « ICT Continuity », « Manuel protection de base pour les technologies opérationnelles de l'approvisionnement en électricité », « Guide pour accroître la résilience des TIC dans la branche de

l'électricité » et « Directives pour la sécurité 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).

Durant l'exercice, l'ElCom a étendu son réseau international dans le domaine de la cybersécurité en participant aux réunions du Cybersecurity Work Stream du Conseil des régulateurs

européens de l'énergie (CEER) et en organisant la formation sur la cybersécurité du CEER. En 2024, dans le cadre de la législation de l'UE, le « Code de réseau sur des règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité » est entré en vigueur. Dans ce contexte, l'enjeu principal, en 2025, sera d'encadrer les conventions correspondantes entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de transport européens (TSO) des pays voisins.

5.7 Qualité de l'approvisionnement

5.7.1 Disponibilité du réseau

La qualité de l'approvisionnement est notamment définie par la disponibilité du réseau. Pour ses analyses, l'ElCom s'appuie sur les indices du « System Average Interruption Duration Index » (SAIDI) et du « System Average Interruption Frequency Index » (SAIFI), reconnus à l'échelle internationale. L'indice SAIDI quantifie la durée moyenne des coupures de courant affectant un 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.

En 2023, la durée moyenne des coupures non planifiées était de huit minutes par consommateur final. Cet indicateur a augmenté d'une minute dans tout le pays par rapport à l'année précédente. Quant à la fréquence moyenne des coupures non planifiées, elle a augmenté en 2023 par rapport à l'année précédente pour s'établir à 0,16 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 « 7th 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.

	2020	2021	2022	2023	2024 ¹	Unité
SAIDI	12	8	7	8	-	Minutes par consommateur final
SAIFI	0,21	0,16	0,14	0,16	-	Interruptions par consommateur final

¹ Les chiffres concernant la qualité de l'approvisionnement en 2024 sont publiés au mois de juin 2025 et peuvent être consultés sur le site Internet de l'ElCom.

Tableau 3 : Évolution de la qualité de l'approvisionnement en Suisse de 2020 à 2024 (coupures non planifiées uniquement).

5.7.2 Capacité d'importation

Outre la disponibilité du réseau, la capacité d'importation à disposition est aussi un indicateur 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 d'exploiter sa compétitivité.

La capacité d'interconnexion transfrontalière disponible (Net Transfer Capacity, NTC, constituée de la NTC d'importation et d'exportation) 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 entraver les normes de sécurité. Swissgrid détermine les valeurs horaires en coopération avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins, et ce, pour chacune des quatre frontières de la Suisse dans le domaine de l'élec-

tricité. La capacité d'importation et d'exportation de la Principauté du Liechtenstein, qui fait partie de la zone de réglage suisse, est comptabilisée dans la capacité d'importation et d'exportation de l'Autriche.

Le tableau 4 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 pour l'importation et l'exportation.

Les défis relatifs à la sécurité du réseau suisse étant de plus en plus difficiles à relever à la frontière nord, la capacité d'importation a baissé en 2024 et 2023 en raison d'une diminution de la capacité d'importation en provenance de la France et de l'Allemagne.

NTC D'IMPORTATION (MW)	2020	2021	2022	2023	2024 ¹
Total	6'982	6'562	6'838	6'297	6'105
Frontière nord (AT, DE, FR)	5'260	4'841	5'117	4'576	4'385
France	2'944	2'923	3'018	2'691	2'530
Allemagne	1'264	1'347	1'341	1'124	1'074
Autriche	1'052	571	758	761	781
Italie	1'722	1'721	1'721	1'722	1'720

Tableau 4 : Évolution de la capacité d'importation disponible (NTC) de la Suisse entre 2020 et 2024 (moyennes annuelles des NTC horaires ; source : Swissgrid).

5.7.3 Capacité d'exportation

En raison des flux de transit élevés traversant la Suisse du nord au sud, la capacité d'exportation, notamment vers l'Italie et la France, mais aussi vers l'Allemagne et l'Autriche, est égale-

ment importante pour la sécurité du réseau et de l'approvisionnement de la Suisse et de ses pays voisins. En outre, le niveau de la capacité d'exportation vers l'Italie a une influence déter-

minante sur la disponibilité de la capacité d'importation de la Suisse à ses frontières nord avec la France, l'Allemagne et l'Autriche.

En 2024, la capacité d'exportation de la Suisse n'a pas atteint le niveau de 2022/2023

en raison d'une baisse de la capacité d'exportation vers l'Allemagne et, dans une moindre mesure, vers l'Italie. Cette baisse a été compensée en partie seulement par la hausse modérée des NTC d'exportation vers l'Autriche et la France (cf. Tableau 5).

NTC D'EXPORTATION (MW)	2020	2021	2022	2023	2024
Total	8 658	8 289	8 845	8 985	8 584
Frontière nord (AT, DE, FR)	5 928	5 497	6 023	6 075	5 841
France	1 136	1 209	1 194	1 131	1 224
Allemagne	3 708	3 629	3 946	3 924	3 526
Autriche	1 084	659	883	1 020	1 091
Italie	2 730	2 792	2 821	2 910	2 743

Tableau 5 : Évolution de la capacité d'exportation disponible (NTC) de la Suisse entre 2020 et 2024 (moyennes annuelles des NTC horaires ; source : Swissgrid).

5.8 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, la quantité d'énergie injectée dans ce dernier doit être à tout moment égale à celle qui en est soutirée. Malgré les prévisions des fournisseurs, il est cependant impossible de planifier exactement les quantités d'électricité produites et consommées. Il faut donc compenser tous les écarts en permanence.

Cet ajustement intervient généralement en adaptant la production d'électricité à la consommation actuelle. Pour pouvoir assurer cet équilibre en continu, il faut des centrales flexibles

dont la production se laisse particulièrement bien ajuster. La puissance de réglage fournie par ces centrales s'acquiert dans le cadre d'une procédure axée sur le marché. Les coûts qui en découlent sont imputés aux clients finaux par le biais des tarifs pour les services-système (SDL) 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 relatifs à la puissance de réglage se sont élevés à environ 120 millions de francs, ce qui représente une baisse de 351 millions de francs par rapport à l'année précédente. La forte hausse des prix de

l'électricité sur le marché de gros en 2022 joue un rôle central dans le niveau élevé des prix en 2022 et 2023. Le résultat annuel de l'année

2024 est inférieur aux coûts annuels de 2021. La figure 15 illustre l'évolution des coûts de la puissance de réglage ces cinq dernières années.

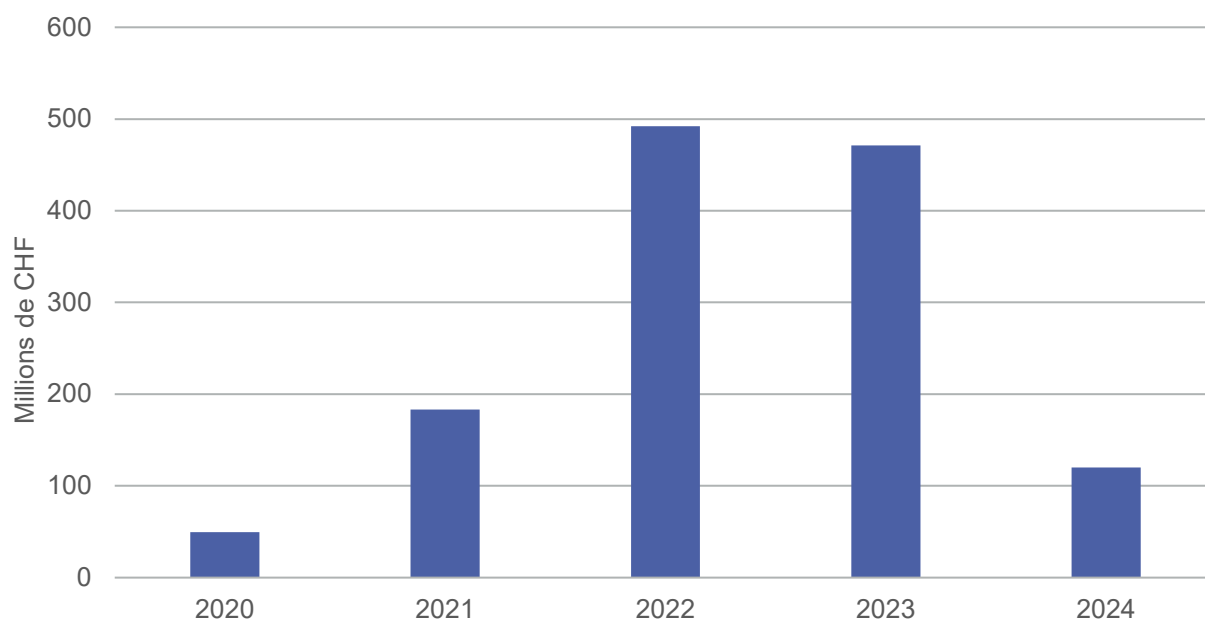


Figure 15 : Évolution des coûts de la puissance de réglage de 2020 à 2024.

Grâce au maintien d'une réserve de puissance de réglage, Swissgrid dispose à tout moment d'une énergie de réglage suffisante pour stabiliser la zone de réglage. La rétribution de l'énergie de réglage, à savoir l'utilisation effective de la réserve de réglage, s'effectue séparément. Sur le marché de l'énergie de réglage secondaire, l'introduction de PICASSO en juillet 2022 a été l'adaptation la plus importante de ces dernières années. Ce changement a, d'une part, apporté certains avantages comme la possibilité de disposer de plusieurs offres d'énergie de réglage et de ne plus se restreindre aux offres couplées à la réserve de puissance. D'autre part, les acquisitions effectuées dans le cadre du nouveau sys-

tème ont entraîné une hausse des coûts d'acquisition qui ne se justifie pas par des facteurs fondamentaux, ce qui est symptomatique d'un mécanisme perfectible. Durant l'exercice, des mesures à court terme visant à endiguer la hausse des coûts de l'énergie d'ajustement comme le plafonnement du prix (cf. chapitre 4.5) ont été nécessaires, ainsi que d'autres mesures importantes visant à augmenter les liquidités sur ces marchés à long terme. Ces mesures seront poursuivies au cours des prochaines années. Les circonstances en lien avec le besoin croissant en énergie de réglage en raison de l'équilibrage difficile de la zone de réglage sont explicitées dans les chapitres 5.2 et 5.5.

6 Réseaux



La ligne Bassecourt – Mühleberg, qui s'étend sur 45 kilomètres, relie les cantons du Jura et de Berne. Exploitée à 220 kV depuis 1978, elle a été portée à 380 kV fin novembre 2023 afin d'améliorer la sécurité du réseau et de l'approvisionnement en Suisse.

6.1 Les réseaux électriques suisses, faits et chiffres

Dans le cadre des rapports annuels en lien avec la comptabilité analytique, l'ElCom répartit les réseaux électriques suisses en fonction des différentes classes d'installations. Le réseau électrique suisse (composé du réseau de distribution et du réseau de transport) s'étend sur 214 000 kilomètres, soit presque cinq fois et demie la circonférence de la Terre. Les réseaux de distribution locaux (niveau de réseau 7) en représentent 71 % et, avec environ 6700 kilomètres, le réseau de transport national de Swissgrid (niveau de réseau 1) en représente un peu plus de 3 %. Les kilomètres restants se répartissent sur les niveaux de moyenne tension (niveaux de réseau 3 et 5).¹

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. Les 100 principaux gestionnaires de réseau détiennent environ 85 % des actifs déclarés. Les 10 plus importants de Suisse représentent à eux seuls 43 % de l'ensemble de ces actifs, tandis que les 480 petits et très petits gestionnaires de réseau en possèdent à peine 15 %, soit à peu près le même pourcentage que cinq ans auparavant.

¹ Chaque année, les gestionnaires de réseau communiquent leurs données le 31 août de l'année qui suit le dernier exercice clôturé. Les chiffres figurant dans le rapport d'activité 2024 correspondent donc aux valeurs réelles de 2023.

Classe d'installations	2019	2020	2021	2022	2023	Unité
Tracé des tubes HT (NR3), MT (NR5) et BT (NR7)	124 941	130 205	131 705	148 824	134 983	km
Lignes souterraines HT (NR3)	2 053	1 968	2 099	2 028	2 335	km
Lignes souterraines MT (NR5)	36 433	36 428	37 725	40 221	38 176	km
Lignes souterraines BT (NR7)	82 179	81 264	82 653	94 104	82 766	km
Lignes souterraines de raccordement de clients finaux BT (NR7)	58 891	59 108	62 518	68 285	63 103	km
Lignes aériennes HT (NR3)	6 788	6 658	6 773	6 623	6 594	km triphasé
Lignes aériennes MT (NR5)	9 346	8 818	8 751	8 307	8 154	km triphasé
Lignes aériennes BT (NR7)	7 899	6 972	6 760	6 276	6 297	km triphasé
Sous-stations NR2, NR3, NR4 et NR5	825	823	862	833	854	Nombre
Transformateurs NR2	147	149	152	144	145	Nombre
Stations de couplage NR2 ¹⁾	163	168	178	163	142	Nombre
Transformateurs NR3 ²⁾	76	87	86	85	74	Nombre
Stations de couplage NR3 ¹⁾	2 680	2 431	2 506	2 363	2 233	Nombre
Transformateurs NR4	1 153	1 143	1 186	1 133	1 152	Nombre
Stations de couplage NR4 ¹⁾	2 929	2 246	2 333	2 230	2 292	Nombre
Transformateurs NR5 ²⁾	74	77	74	77	61	Nombre
Stations de couplage NR5 ¹⁾	39 486	39 411	40 068	40 516	39 650	Nombre
Stations de transformation NR6	54 850	54 142	55 546	54 862	56 624	Nombre
Postes transformateurs aériens NR6	5 487	4 993	5 049	4 751	4 565	Nombre
Armoires de distribution de câbles BT (NR7)	182 325	191 488	199 412	181 967	186 517	Nombre
Points de mesure (tous les consommateurs)	5 779 344	5 715 085	5 951 287	5 817 870	5 848 104	Nombre

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 NR3).

Tableau 6 : Installations du réseau électrique suisse – indications basées sur les déclarations des gestionnaires de réseau, les écarts importants entre les années sont, le cas échéant, liés à des erreurs de déclarations ou d'unité de mesure.

La figure 16 illustre l'évolution des éléments constitutifs des coûts du réseau : pour 2023, les gestionnaires de réseau de distribution ont déclaré plus de 5,5 milliards de francs de coûts du réseau, redevances, prestations et suppléments sur le réseau de transport.

Les coûts du réseau, qui constituent la composante la plus importante de ce montant, se basent sur les coûts d'exploitation et de capital d'un réseau sûr, performant et efficient conformément à la législation sur l'approvisionnement en électricité. Leur composition est la suivante : les coûts d'exploitation et de capital sont la composante la plus importante des coûts du réseau de distribution avec une part de 70 %, soit tout juste 3,8 milliards de francs. Sur ce montant, les coûts de capital représentent 1,8 milliard de francs et les coûts d'exploitation 2 milliards de francs (soit 33 % et 37 %). Les taxes directes s'élèvent à 73 millions de francs, soit 1,3 %.

Aux coûts du réseau s'ajoute près de 1,6 milliard de francs de contributions publiques : re-

devances et prestations fournies aux collectivités publiques, y compris les concessions, d'un montant légèrement supérieur à 425 millions de francs, soit 7,8 %, ainsi qu'un peu plus de 1,2 milliard de francs, soit 21,3 % de suppléments sur le réseau de transport pour encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et l'assainissement des eaux, en vertu de l'art. 35 de la loi sur l'énergie (LEne).

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.

Après avoir subi des augmentations régulières jusqu'en 2018, la part des redevances et prestations (y compris le supplément perçu sur le réseau, conformément à l'art. 35 LEne) n'a quasiment pas évolué au cours de ces cinq dernières années, enregistrant une hausse de 1 % en 2023 par rapport à l'année précédente (cf. figure 16 « Impôts directs »).

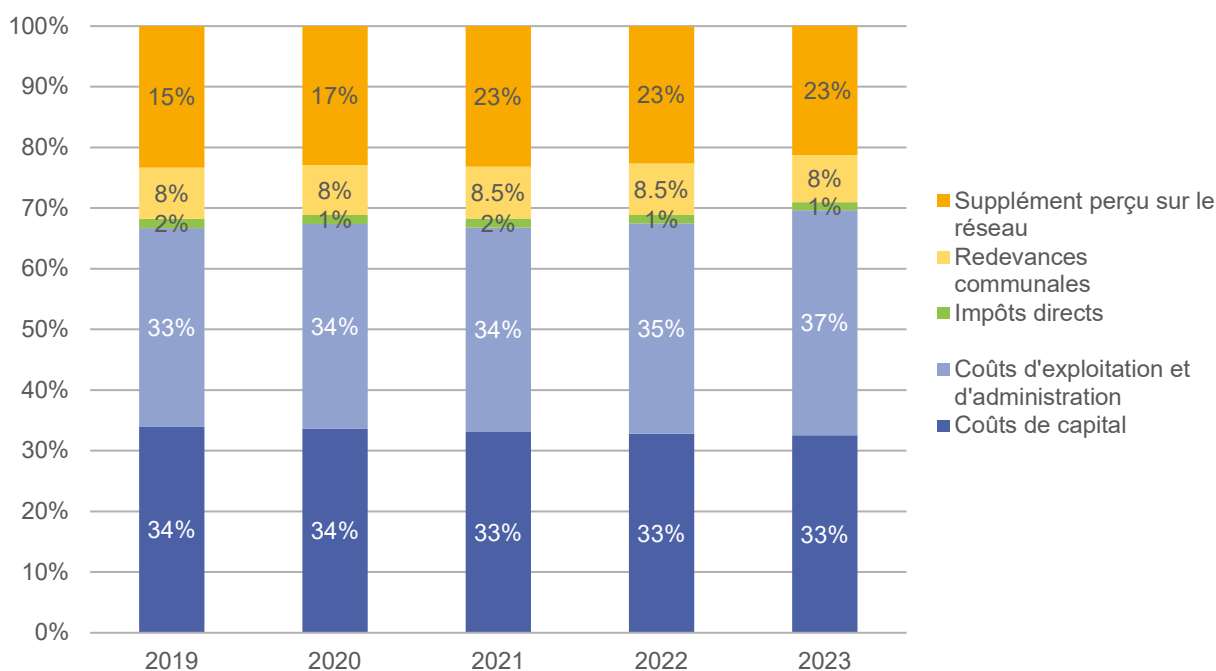


Figure 16 : Composition des coûts du réseau de distribution de 2019 à 2023.

Dans son rapport annuel 2023, Swissgrid mentionne des coûts d'utilisation du réseau de 492 millions de francs, des coûts de 684 millions pour les services-système et désormais des coûts de 8,2 millions de francs pour la réserve d'électricité. Les prix de l'énergie, élevés depuis 2022, ont un impact particulièrement fort sur les services-système (cf. chapitre 5.8). Les coûts attendus et imputés aux tarifs au printemps 2022 pour 2023 ont été nettement plus bas, ce qui a entraîné un important découvert de couverture pour 2023. Cela se traduit par d'autres augmentations de tarifs. Si l'on ajoute les coûts du réseau de distribution de 5,5 milliards de francs

aux coûts cumulés de 1,2 milliard de francs pour le réseau de transport, les coûts totaux pour le réseau électrique suisse s'élèvent à 6,7 milliards de francs. La figure 17 montre la répartition de ces coûts entre les différents niveaux de réseau (NR). Le réseau de distribution local (NR7) représente une bonne moitié des coûts, soit environ 3,1 milliards de francs. Un cinquième des coûts (tout juste 1,2 milliard de francs) est généré par le niveau NR5. Le réseau à très haute tension (NR1 – Utilisation du réseau, plus NR1 Service-système et désormais la réserve d'électricité) exploité par Swissgrid représente 18 % des coûts totaux du réseau électrique suisse.

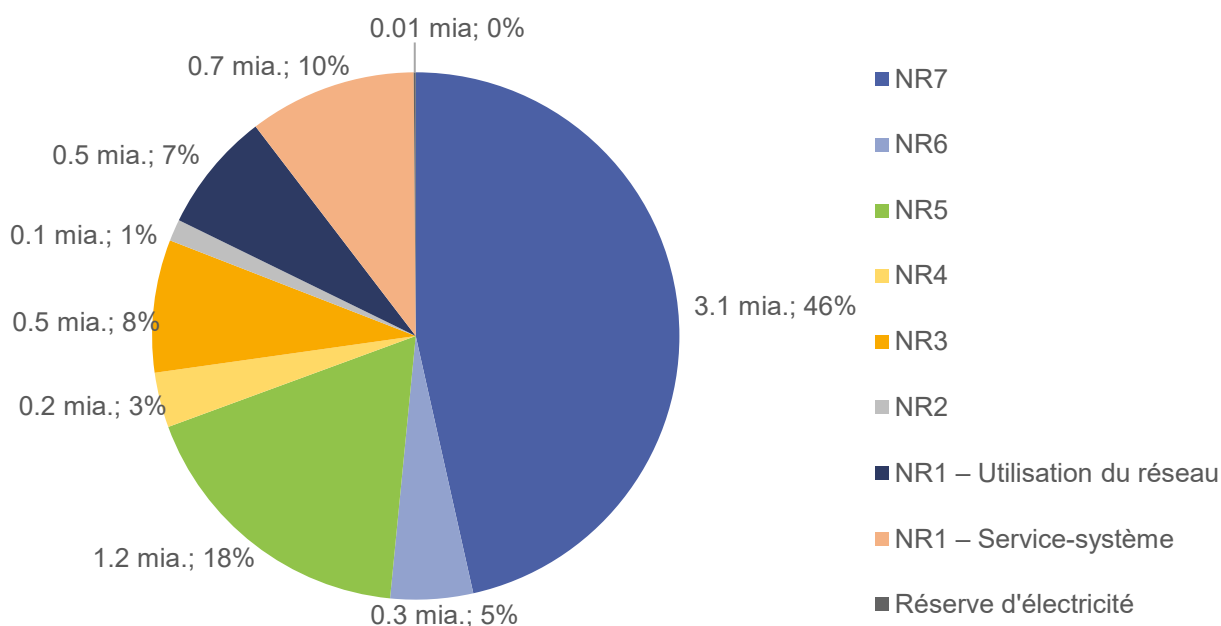


Figure 17 : Coûts en milliards de francs et en pourcentages du réseau électrique suisse (y c. redevances et prestations ainsi que suppléments perçus sur le réseau de transport), ventilés entre le réseau de transport (NR1) et le réseau de distribution (NR2 à NR7), 2023.

6.2 Développement et planification des réseaux

6.2.1 Planification pluriannuelle du réseau de transport

Conformément à l'art. 9a LApEI, 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 (Swissgrid), 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 OApEI et actualisé si nécessaire. Lors de sa séance du 23 novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le scénario-cadre 2030/2040.

L'art. 9d LApEI stipule que Swissgrid soumet son plan pluriannuel à l'examen de l'ElCom dans les neuf mois qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral. Le contenu de la planification pluriannuelle est décrit dans l'art. 6a OApEI. En 2024, Swissgrid a soumis le premier plan pluriannuel de ce type, dont les résultats seront publiés en 2026.

Jusqu'à présent, la planification pluriannuelle de Swissgrid faisait référence au rapport sur le réseau stratégique 2025, datant de début 2015. Ce rapport permet de planifier le réseau de transport de manière coordonnée dans toute la Suisse. Il est pour l'essentiel conforme aux exigences de la LApEI (art. 8, al. 2, et art. 20, al. 2, let. a). Du point de vue de l'ElCom, il constitue un jalon important. Le rapport peut aussi contribuer à améliorer la coordination transfrontalière dans l'utilisation et le financement du réseau. À noter : certains projets mentionnés dans le rapport n'ont pas encore été mis en œuvre. Les raisons de cette situation sont diverses et multiples. Dans les projets de construction de lignes, la prise en compte et la pondération globales de nombreux aspects environnementaux, ainsi que des procédures d'autorisation longues, en plusieurs étapes, et des contrôles judiciaires contribuent à cet état de fait. 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 satisfait au critère d'adéquation des investissements (art. 22, al. 3, LApEI).

6.2.2 Entretien et remplacement du réseau de transport

Le réseau de transport de Swissgrid comprend quelque 12 000 pylônes, dont plus de 60 % ont entre 50 et 80 ans. Compte tenu de la durée de vie des pylônes de 80 ans communément admise au sein de la branche et de l'état desdits pylônes, Swissgrid s'attend à un besoin accru de renouvellement dans les 20 à 30 ans. Les projets de lignes électriques (ci-après « lignes ») et partant, les procédures nécessaires à leur réalisation, se multiplient donc. Ces procédures demandent souvent beaucoup de temps et de ressources, de sorte que les projets d'entretien et de renouvellement né-

cessaires à une exploitation du réseau fiable et sûre sont souvent retardés. L'ElCom suit ce sujet de près dans le cadre de sa mission de contrôle et d'entretien du réseau de transport.

Des consultations sont en cours pour modifier la loi sur les installations électriques et l'ordonnance correspondante, en vue d'accélérer les procédures de transformation et d'extension des réseaux électriques. L'ElCom salue et soutient ces efforts, mais doute fortement que la démarche et les mesures proposées permettent réellement d'accélérer la procédure comme souhaité.

6.2.3 Participation aux procédures en lien avec le plan sectoriel (PSE) et l’approbation des plans (PAP)

L’ElCom vérifie que les procédures relatives au plan sectoriel des lignes de transport d’électricité (PSE) et d’approbation des plans (PAP) respectent les critères de la LApEl pour un réseau sûr, performant et efficace. En 2024, l’ElCom a participé au groupe de suivi dans le cadre de ses tâches légales pour les procédures du PSE suivantes : All’Acqua–Magadino, Vallemaggia, (PSE 109), Marmorera–Tinzen (PSE 701.1), In-

nerktkirchen–Mettlen (PSE 202), Flumenthal–Froloo (PSE 900). En décembre 2024, le Conseil fédéral a clôturé les deux premières procédures de cette énumération en déterminant le corridor de planification relatif à la ligne à très haute tension dans le plan sectoriel. Par ailleurs, l’ElCom a pris position à plusieurs reprises sur des projets dans le cadre de procédures d’approbation des plans.

6.3 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.

6.3.1 Investissements dans le réseau de transport

Le volume d’investissement effectif dans le réseau de transport en 2023 s’élevait à 220,6 millions de francs. Entre 2019 et 2023, les investisse-

ments annuels moyens dans le réseau de transport se sont élevés à 173,4 millions de francs.

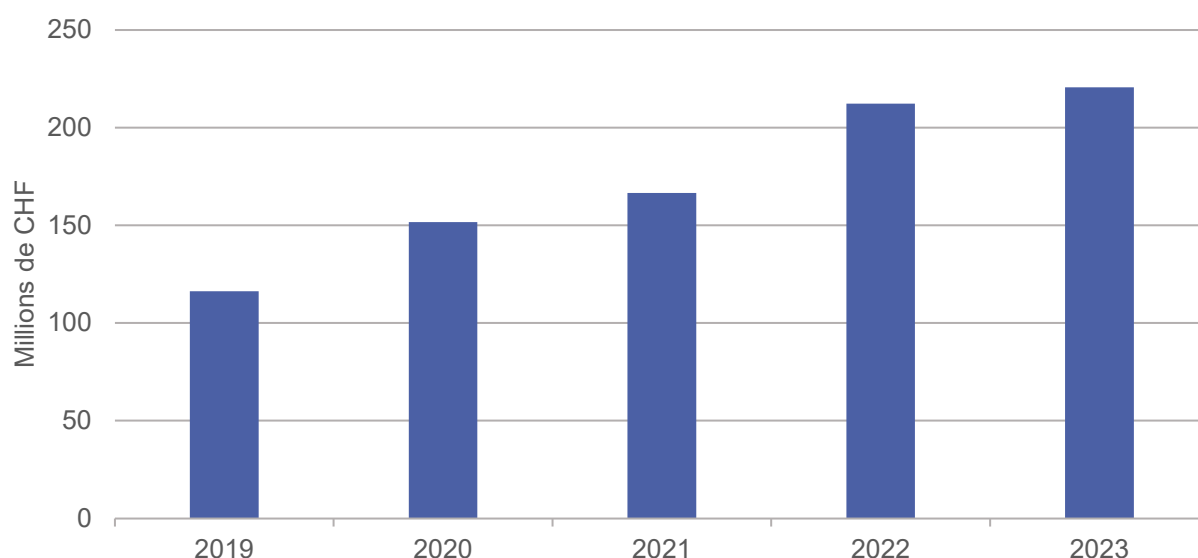


Figure 18 : Investissements dans le réseau de transport entre 2019 et 2023.

6.3.2 Investissements dans le réseau de distribution

Au cours des cinq dernières années prises en compte, les gestionnaires du réseau de distribution ont investi entre 1,4 et 1,6 milliard de francs par an (cf. figure 9). Les amortissements ont, quant à eux, représenté environ 60 % de

ces valeurs. Il en résulte donc un excédent d'investissement de près de 600 millions de francs par an. Cette évolution est stable en raison de la nature durable de la plupart des biens.

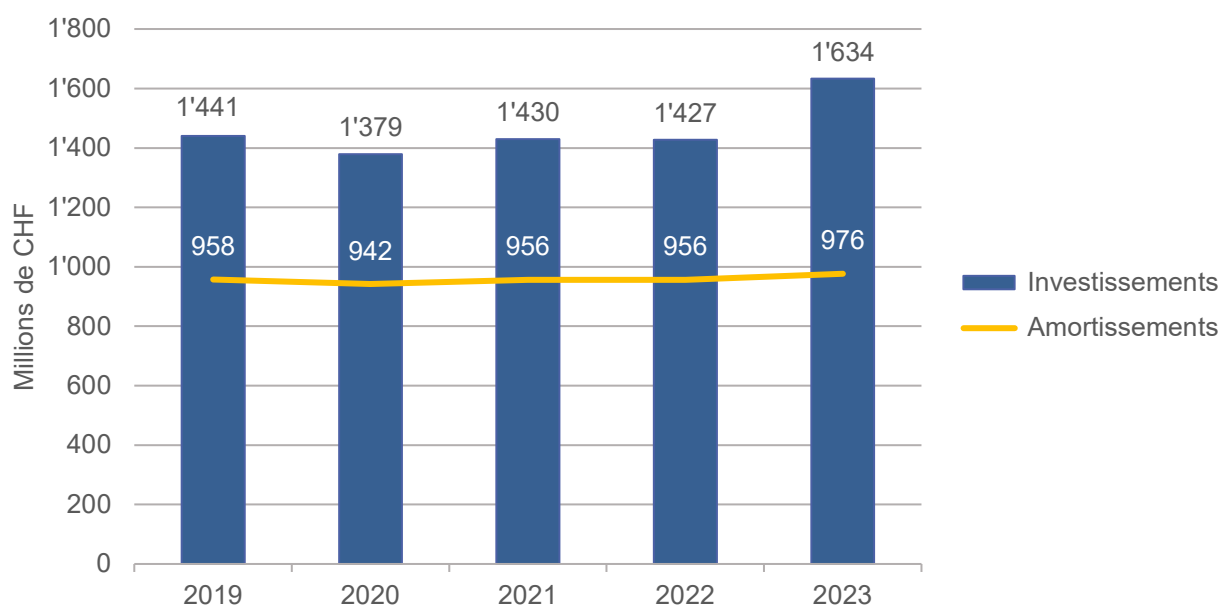


Figure 19 : Évolution des investissements et des amortissements dans le réseau de distribution de 2019 à 2023.

Les surcharges du réseau de distribution devraient augmenter. Plusieurs causes expliquent ce phénomène : augmentation de l'offre résultant, par exemple, du développement de la production d'électricité photovoltaïque, hausse de la demande en raison de l'engouement pour l'électromobilité et les pompes à chaleur et, pour le management, multiplication des acteurs dans la même zone de desserte. En 2022, l'OFEN a calculé que le besoin d'investissement réel serait compris entre 45 et 84 milliards de francs, selon les scénarios, d'ici à 2050.¹

Les actifs régulatoires (comme les kilomètres de lignes) ne cessent d'augmenter. Toutefois, il n'est pas possible de se baser uniquement sur ces actifs pour définir si le développement est suffisant, car les renforcements de réseau par exemple sont financés par des tiers. Eu égard à la fiabilité des réseaux électriques suisses, l'ElCom considère pour le moment que les investissements dans le réseau de distribution sont suffisants.

¹ Cf. rapport OFEN « Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze » (étude sur les effets d'une électrification poussée et d'un développement électrique massif des énergies renouvelables sur le réseau suisse de transport de l'électricité [en allemand avec résumé en français]) du 10 novembre 2022.

6.3.3 Taux d'intérêt théorique WACC Réseau

Le taux d'intérêt théorique applicable aux valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux (WACC) correspond, en vertu de l'art. 13, al. 3, let. b, de l'OApEI du 14 mars 2008 (RS 734.71), au coût moyen pondéré du capital investi.

Le réseau WACC¹ se compose, comme jusqu'à présent, de deux composantes. Il comprend, d'une part, le taux de rendement des fonds propres pris en compte dans le WACC à hauteur du poids des fonds propres dans le capital total et, d'autre part, le taux de rendement des fonds étrangers pris en compte à hauteur du poids des fonds étrangers dans le capital total.

Pour l'année tarifaire 2026, l'OFEN a adapté la méthode de calcul actuelle du WACC pour les réseaux de transport et de distribution en procédant à la révision de l'OApEI via une procédure de consultation des offices. Dans le cadre de sa participation, l'ElCom a pu prendre position sur les adaptations prévues. Comme en témoignent les rapports d'activité des années précédentes, l'ElCom exprime depuis plusieurs années un avis critique sur la méthode de calcul actuelle du WACC et estime que la valeur qui en résulte est trop élevée.

La consultation relative à la révision de l'OApEI (rémunération du capital investi dans le réseau électrique et dans les installations bénéficiant d'un encouragement pour la production d'électricité issue d'énergies) a débuté le 14 juin 2024, son délai étant fixé au 4 octobre 2024. L'ElCom a remis une [prise de position](#) le 2 juillet 2024. Ce faisant, elle a formulé les demandes ci-après au sujet du projet d'ordonnance. Aux fins de calcul du risque inhérent à l'entreprise, le taux d'intérêt des fonds propres se base sur le bêta unlevered constitué par un « peer group » des gestionnaires européens de réseaux de transport et de distribution. À plusieurs reprises, par le passé, l'ElCom avait

déjà attiré l'attention sur le fait que l'estimation du risque pour les gestionnaires de réseau suisse était trop élevée. Partant, l'estimation du WACC est également trop élevée. L'ElCom apprécie que le projet d'ordonnance prévoie une adaptation du peer group pour mieux représenter les risques des gestionnaires de réseau suisses. Désormais, l'accent doit être mis sur les gestionnaires de réseau de transport européens (GRT). Jusqu'à présent, leur bêta unlevered présentait une valeur moins élevée que celui du peer group dans son ensemble. Cela pourrait s'expliquer par le fait qu'en raison du nombre moindre de GRT (généralement un GRT par pays) les instruments de régulation incitative sont moins efficaces dans la pratique que pour les gestionnaires de réseau de distribution, d'autant que les valeurs permettant une comparaison font défaut. Un peer group adapté de la sorte pourrait plutôt représenter les risques des gestionnaires de réseau électrique suisses régulés sur la base de leurs coûts (« régulation Cost+ »).

L'ElCom a toutefois indiqué que, même en mettant l'accent sur les GRT, le bêta unlevered qui en découle pouvait encore être faussé par les risques liés à une régulation incitative. Par ailleurs, le danger était qu'il y ait trop peu de GRT pour former un peer group significatif. L'ElCom a donc proposé la possibilité d'intégrer au peer group des gestionnaires de réseau de distribution, à condition qu'une prise en compte des pratiques de régulation spécifiques soit effectuée sur la base de leur proximité avec la régulation basée sur les coûts (par exemple le nombre de périodes de régulation), ainsi qu'une pondération en fonction du modèle d'affaires (part des activités tierces présentant des risques plus élevés).

Dans le projet d'ordonnance, l'approche TMR (Total Market Return) remplace la méthode ERP (Equity Risk Premium) utilisée jusqu'à présent

pour déterminer la prime de risque de marché. L'effet positif de ce changement est l'abrogation des limites techniques, inférieures et supérieures, pour le taux d'intérêt sans risque appliqué aux fonds propres. L'ElCom a salué cette évolution. Ces dernières années, dans un contexte de taux bas persistants, la limite inférieure s'est en effet traduite par un WACC systématiquement trop élevé. Globalement toutefois, l'ElCom a déploré le fondement économique limité de l'approche TMR et a demandé le maintien de la méthode ERP, à condition que les limites techniques pour le taux d'intérêt sans risque soient abrogées indépendamment de la méthode retenue. Enfin,

l'ElCom a demandé que le montant du supplément pour les coûts d'émission et d'acquisition soit adapté à la réglementation en vigueur dans le secteur des télécommunications pour éviter de surcharger inutilement les consommateurs.

À la suite d'un remaniement du projet d'ordonnance sur la base des prises de position dans le cadre de la procédure de consultation, l'ElCom a eu la possibilité de remettre un avis lors de la consultation des offices. L'ordonnance entrera en vigueur en 2025 et s'appliquera à partir de l'année tarifaire 2026.

¹ Une description détaillée du calcul du WACC est disponible [ici](#).

6.4 Renforcements du réseau

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 aux gestionnaires de réseau par Swissgrid, puisqu'ils sont intégrés dans le calcul du tarif des services-système (tarif SDL). L'ElCom doit approuver cette rétribution. Pour ce faire, l'ElCom se réfère à une directive qui sert de fil conduc-

teur aux gestionnaires de réseau qui soumettent des requêtes. Cette directive détermine également les principes prévalant pour l'évaluation des requêtes. Durant l'exercice, l'ElCom a statué sur 167 requêtes de rétribution des coûts pour les renforcements de réseau.

Au total, au cours des seize dernières années, l'ElCom a édicté 1236 décisions (cf. figure 20 et tableau 7).

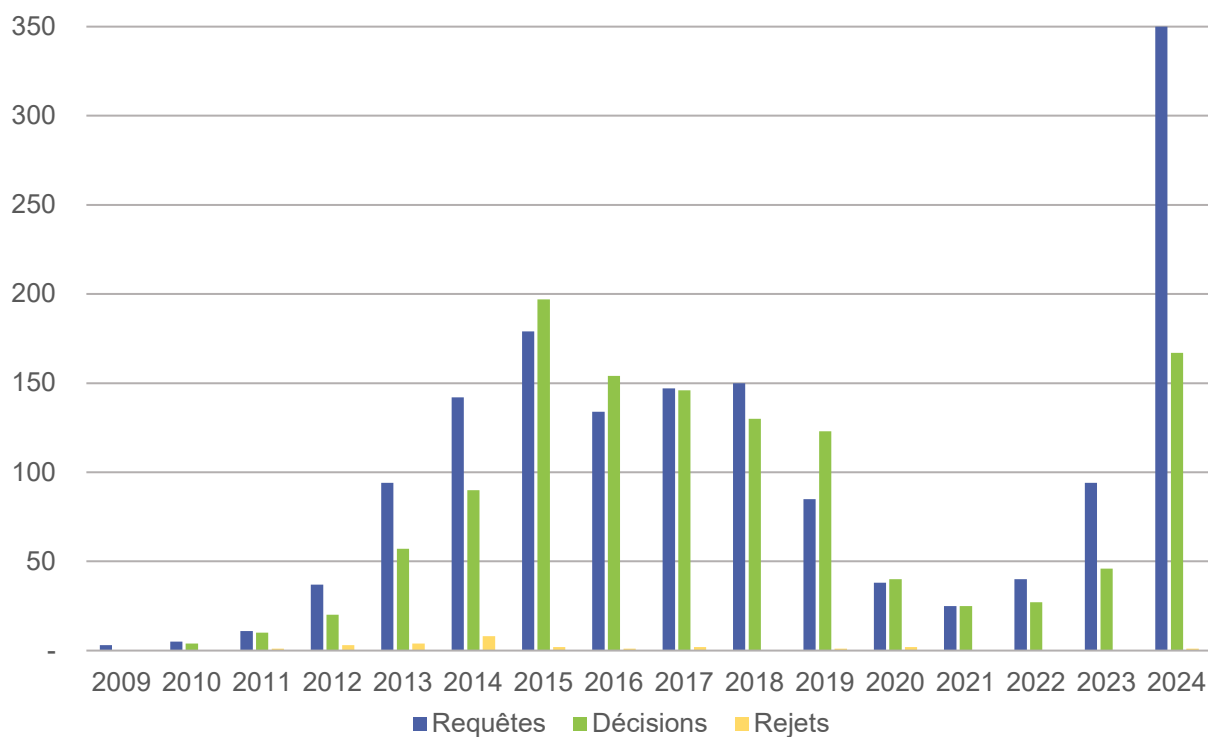


Figure 20 : Évolution du nombre de requêtes déposées et rejetées et décisions concernant la rétribution des coûts de renforcement de réseau de 2009 à 2024.

Fin 2024, la somme des coûts des renforcements du réseau s'élevait à quelque 147,57 millions de francs, pour une puissance de production totale 428,6 MW. Le tableau 7 donne un

aperçu des chiffres-clés concernant les demandes de rétribution ayant fait l'objet de décisions pour les coûts de renforcement du réseau nécessaires pour les années 2009 à 2024.

	Total	Photovoltaïque	Hydraulique	Éolien	Autre ¹
Nombre de décisions	1 236	1 153	38	4	29
Puissance de l'installation [kW], valeur minimale ^{2, 3}	43	4	36	1 500	22
Puissance de l'installation [kW], valeur maximale ^{2, 3}	2	2	29	1 500	16
Puissance de l'installation [kW], total ³	74 000	8 303	14 726	16 000	74 000
Coûts, valeur minimale [CHF] ²	428 613	183 471	86 709	30 000	128 433
Coûts, valeur maximale [CHF] ²	3 500	3 500	12 277	1 151 165	18 069
Coûts totaux [CHF]	9 262 389	746 912	3 117 452	9 262 389	2 117 200
Coûts moyens [CHF] ⁴	147 566 668	87 282 689	28 487 144	19 853 343	11 943 492

Coûts relatifs, valeur minimale [CHF/kW] ⁵	3	3	5	451	3
Coûts relatifs, valeur maximale [CHF/kW] ⁵	26 029	26 029	4 148	1 116	4 299
Coûts relatifs, moyenne [CHF/kW] ⁵	344	476	329	662	188

1) P. ex. biomasse et différents types d'installations.

2) Par requête / décision.

3) Pour les installations hydroélectriques, la puissance de l'installation se réfère à la puissance mécanique brute moyenne ; pour les autres catégories d'installations de production d'énergie, la puissance de l'installation est calculée en fonction de la puissance du générateur.

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

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

Tableau 7 : Statistique des décisions concernant les renforcements de réseau pendant la période allant de 2009 à 2024.

7 Affaires internationales



La Suisse est reliée aux pays européens voisins par plusieurs dizaines de lignes. Il est donc important qu'elle soit représentée dans les instances compétentes. Tant qu'il n'y a pas d'accord sur l'électricité avec l'Union européenne, des accords techniques sont indispensables pour clarifier certaines questions spécifiques.

7.1 Gestion des congestions et produits des enchères

Le réseau de transport suisse est raccordé à ceux des pays limitrophes par 41 lignes transfrontalières. Swissgrid détermine avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) voisins quelles capacités d'importation et d'exportation doivent être mises à disposition sur le marché pour le commerce international et les alloue par enchères explicites. L'ElCom décide de l'utilisation des recettes des enchères et poursuit, ce faisant, un objectif de stabilité des prix à long terme. En 2024, ces enchères ont rapporté 450 millions d'euros. Après déduction des coûts d'exécution et de redispatching, Swissgrid devrait exceptionnellement utiliser l'ensemble des recettes pour la couverture à court terme des coûts imputables. Et ce, en raison d'influences exogènes ainsi que pour compenser les hausses de prix auxquelles font face les consommatrices et consommateurs finaux.

Dans l'exploitation en temps réel, les surcharges d'éléments du réseau et ainsi des congestions peuvent se produire. Pour contrer ce phénomène, les GRT engagent des mesures d'allège-

ment des charges. Ces mesures, y compris la prise en charge des coûts, sont définies avec la branche au sein de plusieurs groupes de travail. L'ElCom accompagne ces travaux. L'activation de l'énergie de redispatching est une mesure importante : la production d'une centrale en particulier est réduite, tandis que celle d'une autre centrale est augmentée. La figure 21 illustre la quantité d'énergie de redispatching activée en 2024 dans les centrales électriques suisses en raison d'une congestion en Suisse (bleu) ou d'une congestion à l'étranger (jaune). En Suisse, les congestions du réseau se produisent la plupart du temps l'été, lorsque les exportations sont importantes. Cet été, les flux élevés de la France vers l'Allemagne, en particulier, ont entraîné une sollicitation supplémentaire du réseau suisse. En 2024, la quantité d'énergie de redispatching sollicitée n'avait jamais été aussi élevée.

L'évolution des règles et des méthodes de l'UE (notamment la règle des 70 %) pourrait entraîner une augmentation des congestions sur le réseau suisse et un recours accru aux me-

sures d'allègement. En 2022, les travaux de mise en œuvre d'une nouvelle méthode internationale ont débuté afin d'optimiser conjointement les mesures d'allègement au niveau régional. Une participation de la Suisse est

prévue. L'ElCom, qui accompagne ces travaux de préparation à l'échelle nationale, représente les intérêts de la Suisse au niveau de l'UE dans les discussions entre les régulateurs.

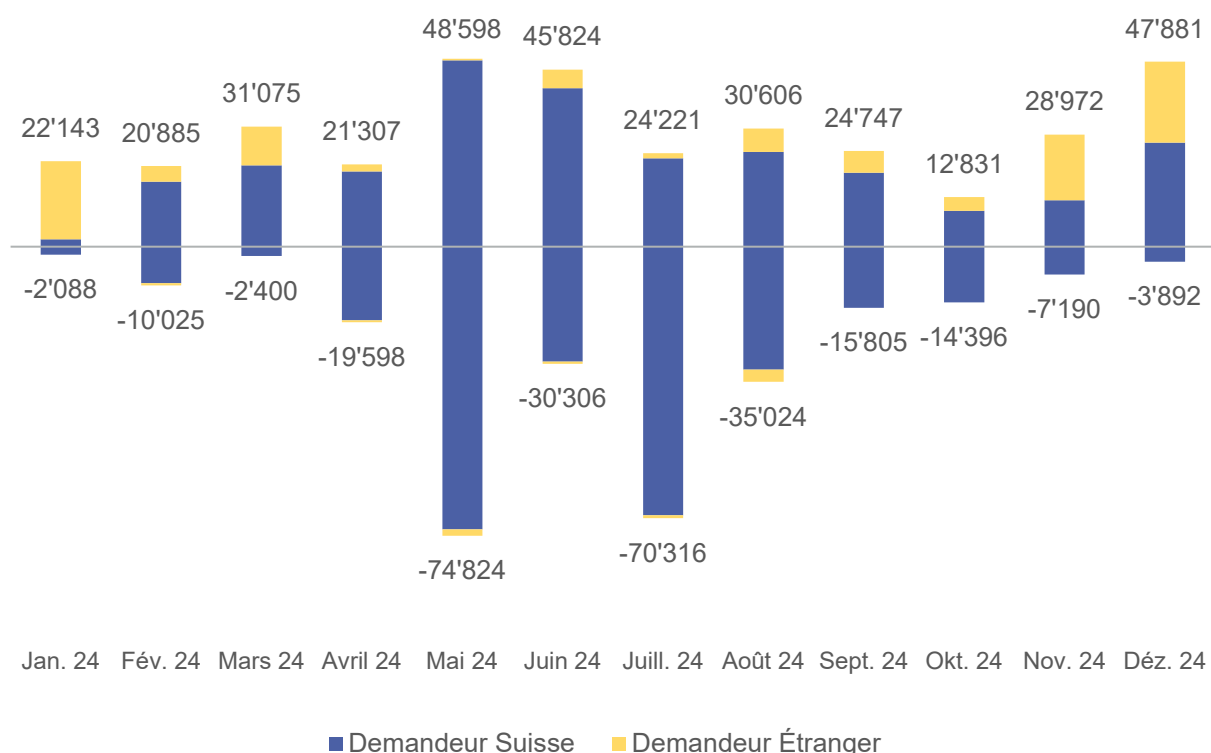


Figure 21 : Quantité d'énergie de redispatching activée par mois en 2024, en MWh (source : Swissgrid SA).

7.2 Accord technique « CORE » et fusion

Avec l'introduction du couplage de marchés sur la base des flux d'énergie (Flow Based Market Coupling, FBMC) 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. En juin 2022, le FBMC a été éten-

du à la région « CORE », qui comprend treize pays, de la France à l'ouest à la Roumanie à l'est. Cela a entraîné une incertitude supplémentaire.

Après plusieurs années de négociation avec les GRT et les autorités de régulation des pays participants, un accord a été signé en novembre 2024 sur la prise en compte du réseau suisse dans la région de calcul de la capacité

« CORE ». Cet accord permet de fixer les capacités à la frontière nord de la Suisse et améliore la sécurité transfrontalière dans toute la région concernant la stabilité du réseau. Il n'a pas encore été mis en œuvre.

L'accord est une solution transitoire jusqu'à ce qu'un accord sur l'électricité soit conclu avec l'UE. Il améliore la sécurité juridique, notamment dans la perspective de l'entrée en vigueur de la règle des 70 %. La phase de transition, en vigueur depuis 2019, doit prendre fin le 1^{er} janvier 2026. À partir de cette date, tous les États membres de l'UE doivent mettre à disposition au moins 70 % de la capacité de leurs éléments de réseau pour le commerce entre les différents États membres. Sans l'intégration de la Suisse aux régions de calcul de capacité européennes, cela pourrait entraîner davantage de flux d'électricité non planifiés dans le réseau suisse ainsi qu'une réduction des capacités d'importation et d'exportation.

Il en résulterait des inconvénients économiques et une menace pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse : en effet, pour stabiliser la situation, il faudrait alors recourir à des centrales électriques indigènes, qui ne seraient donc pas disponibles pour garantir l'approvisionnement.

À moyen terme, l'UE prévoit d'étendre le FBMC à l'Italie également. L'ACER œuvre fortement en ce sens et les premières étapes de la fusion des deux régions « Italy North » et « CORE » en une CCR centralisée (Central Capacity Calculation Region, Central CCR) ont été lancées. Dans un premier temps, la fusion doit se limiter à la méthode de calcul des capacités sur le marché Day-Ahead. Une prise en compte mutuelle équilibrée dans les calculs de capacité entre la Suisse et ses voisins de l'UE sera encore plus importante pour la stabilité du réseau de la région dans le cadre de la fusion. L'accord conclu fin 2024 avec « CORE » constitue une bonne base en la matière.

7.3 Accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE

Un accord sur l'électricité avec l'UE aurait des conséquences particulièrement importantes en ce qui concerne l'intégration du réseau et du marché ainsi que l'ouverture du marché de détail. Une meilleure intégration de la Suisse dans les mécanismes européens de détermination des capacités de réseau transfrontalières serait susceptible d'apporter des avantages pour la sécurité de l'approvisionnement. Les risques liés à une libéralisation complète du marché pour les petits consommateurs, par rapport à la situation actuelle de libération partielle, sont gérables. Ils pourraient même être déchargés et gagnants. Ces effets seraient d'autant plus significatifs si la libéralisation complète du mar-

ché était conjuguée au droit de choisir librement le fournisseur dans l'approvisionnement de base régulé et à des mesures de protection des consommateurs. Dans ce contexte, l'ElCom considère le résultat des négociations comme approprié. L'accord technique récemment conclu améliore en premier lieu la sécurité à court terme. À moyen et long termes, il ne constitue pas une base stable et durable permettant de procéder à une intégration sûre et planifiable au réseau électrique européen, car il doit être renouvelé chaque année et ne couvre que certains aspects partiels. Cela souligne la nécessité d'un accord institutionnel d'ordre supérieur avec l'UE sur l'électricité.

7.4 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 le gestionnaire 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.

Au cours de l'année précédente, l'ElCom a demandé l'octroi d'une dérogation à l'accès au réseau en tant que ligne marchande. L'Odac (ordonnance du DETEC sur les dérogations concernant l'accès au réseau et les coûts de réseau imputables au niveau du réseau de transport transfrontalier) est déterminante pour l'appréciation de cette demande. L'élaboration des bases décisionnelles a été lancée, de sorte qu'une première décision préalable devrait être prise l'année suivante.

7.5 Centrales frontalières

Pas moins de 30 centrales hydroélectriques sont situées le long de la frontière suisse, où elles produisent de l'électricité à partir de cours d'eau frontaliers. Les centrales frontalières, qui dépendent du réseau de transport frontalier pour livrer la quantité d'énergie convenue de manière contractuelle dans l'État voisin, sont prioritaires dans l'attribution de la capacité de transport requise.

Les autorités et les gestionnaires de réseau de transport allemands considérant depuis longtemps qu'une attribution prioritaire des capacités est illícite, l'ElCom a fixé par voie de décision en 2023, dans le cadre de deux procédures, la manière dont le droit des centrales hydroélectriques frontalières concernées doit être mis en œuvre à la frontière germano-suisse : dans un premier temps, les sociétés exploitantes acquièrent les capacités de transport nécessaires

au cours de la vente aux enchères régulière. Ensuite, une fois la livraison transfrontalière effectuée, il est possible de demander à Swissgrid de rembourser la part suisse du produit de la vente aux enchères. En septembre 2024, le Tribunal administratif fédéral a rejeté un recours déposé contre l'une des deux décisions qui, de ce fait, sont donc exécutoires.

Concernant la centrale commune sur l'Inn, l'ElCom a approuvé en 2024 la mise en œuvre d'un système prioritaire via une activation basée sur une valeur de mesure en temps réel : dans ce cas précis, en raison du profil de production particulier de la centrale électrique, la part suisse de l'énergie produite en Autriche est traitée, sur le plan de la mesure, comme si elle était directement injectée dans la zone de réglage Suisse.

7.6 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. Ainsi, le marché permet désormais d'obtenir des avantages en termes de prix

d'achat (ce qui bénéficie, en fin de compte, aux consommateurs finaux) et 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 Reserves, FCR) et de compensation des déséquilibres (Imbalance Netting, IN) sont déjà actives et seront développées en fonction des dernières directives. Deux autres plateformes sont opérationnelles depuis 2022, à savoir la plateforme d'échange d'énergie de réglage secondaire PICASSO et celle pour l'énergie de réglage tertiaire rapide MARI. La Suisse est, jusqu'à nouvel ordre, coupée de ces deux plateformes, mais les mêmes mécanismes s'appliquent au marché local. La situation restera ainsi tant que des procédures judiciaires ou l'absence d'accord sur l'électricité empêcheront la Suisse d'y participer.

La tendance générale, qui pousse également les activités d'équilibrage (balancing) de plus en plus vers le temps réel, entraîne des adaptations régulières dans la conception des produits d'énergie de réglage et sur les plateformes correspondantes. Parmi les exemples figurent l'introduction de MARI et PICASSO ainsi que le raccourcissement de l'heure de fermeture du guichet intra-journalier entre zones à 30 minutes avant la livraison physique à partir du 1^{er} janvier 2026, en vertu de la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) approuvée le 21 mai 2024. Le dernier point est particulièrement pertinent, car il est incompatible

avec l'exploitation d'une plateforme RR. Par conséquent, la plateforme TERRE devra malheureusement être fermée au 1^{er} janvier 2026. Durant l'exercice, les entretiens entre les GRT RR et les autorités de régulation se sont intensifiés pour organiser les aspects juridique, financier et opérationnel et, en définitive, clôturer le projet de façon coordonnée.

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. Malgré tout, l'accès aux plateformes n'est pas garanti et dépend fortement des relations politiques entre la Suisse et l'UE. La direction générale de l'énergie de la Commission européenne a de nouveau remis en question la participation à long terme de Swissgrid à la plateforme TERRE.

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.

7.7 Comités internationaux

En vertu de l'art. 22, al. 5, LApEl, l'ElCom coordonne son activité avec celle des autorités de régulation étrangères et représente la Suisse dans les organes internationaux correspondants.

En 2024, l'UE a clôturé la révision de la législation portant sur les secteurs de l'électricité (nouvelle organisation du marché de l'électricité de l'UE), du gaz et de l'hydrogène ainsi que sur la surveil-

lance des marchés de gros (REMIT II). Ces réformes sont marquées par les incertitudes géopolitiques et économiques, la guerre d'agression en Ukraine, la crise énergétique qui sévit depuis 2022 et la volonté de se préparer à d'autres crises.

Cela s'explique principalement par la dépendance du marché de l'électricité à court terme à la volatilité des prix des combustibles fossiles (gaz notamment). Dans ce contexte, l'UE a mis en œuvre différentes mesures, notamment l'augmentation de la liquidité des marchés à terme, la promotion de la production d'énergies renouvelables au moyen de contrats d'écart compensatoire, des contrats de fourniture d'électricité à long terme ainsi que des contrats à prix fixe et dynamique pour les clients finaux, la flexibilité du système électrique, l'extension de réseaux d'électricité (intelligents) et l'augmentation de la protection des consommateurs d'énergie.

Les objectifs d'intérêt supérieur sont la prévention des hausses de prix excessives sur le marché des clientes et clients finaux ainsi que la sécurisation de la production d'électricité visant à garantir à l'industrie, ainsi qu'aux consommateurs de l'UE, un approvisionnement énergétique plus durable et plus accessible. Dans cette optique, la Commission européenne et l'agence ACER de l'UE bénéficient d'une plus grande influence et de compétences supplémentaires dans le domaine de l'énergie pour qu'un vrai marché intérieur de l'électricité proposant des prix compétitifs puisse se développer au sein de l'UE.

L'ElCom va suivre la mise en œuvre et le développement des nouvelles conditions-cadres de l'UE pour l'électricité et observer leurs effets sur le marché suisse de l'énergie. La conclusion des négociations bilatérales entre la Suisse et l'UE ainsi que l'accord sur l'électricité y afférent ouvrent la perspective de participer de nouveau au Forum européen de réglementation de l'électricité (Forum de Florence) et à la plupart des activités de l'ACER.

En outre, l'ElCom tente de compenser le manque d'informations au niveau de l'UE et de l'ACER par des échanges bilatéraux et de continuer à représenter les intérêts de la Suisse de manière compétente. Des rencontres au niveau de la Commission avec les régulateurs des pays voisins ont lieu à intervalles réguliers. En 2024, une rencontre bilatérale a eu lieu avec ARERA à Lugano, ainsi qu'une autre, au niveau technique, à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à Paris et avec E-Control au même niveau, par vidéoconférence. Une rencontre prévue en octobre 2024 à Berne avec le président de la BNetzA a été repoussée à début janvier 2025.

L'ElCom dispose en outre du statut d'observateur au Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) qui fête ses 25 ans en 2025. Tout comme ACER, le CEER et les autorités de régulation qui le composent ont été particulièrement sollicités depuis 2022 en raison non seulement des réformes de la législation de l'UE sur l'électricité et le gaz, mais aussi de la crise énergétique. Pour la première fois, le Secrétariat technique de l'ElCom a contribué au rapport du CEER consacré tous les trois ans aux pertes du réseau et dont la publication est prévue pour début 2025. En 2024, le CEER a publié d'autres rapports, dont une partie en collaboration avec l'ACER.

Il a en outre pris position sur les aspects énergétiques du « rapport Draghi » censé raviver la compétitivité et la force d'innovation de l'UE. La Commission « Von der Leyen II » doit concrétiser ces intentions. Elle a été confirmée par le nouveau Parlement européen en novembre et est entrée en fonction le 1^{er} décembre pour la législature qui s'étend de 2024 à 2029.

En 2024, l'ElCom était également représentée aux deux réunions du réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (Network of Economic Regulators, NER) à Paris, avec d'autres régulateurs des industries de réseau (énergie, communication électronique, transport, économie des

eaux). Le NER a présenté un rapport sur le rôle des régulateurs dans la transition énergétique.

Sur invitation de la CRE, l'ElCom a participé avec d'autres régulateurs, issus pour la plupart de pays francophones, à un atelier du réseau RegulaE.fr à Paris. Cet atelier a permis d'aborder des thèmes pertinents sur la régulation du sec-

teur de l'énergie, ainsi que les investissements dans les infrastructures ou la cybersécurité. Enfin, l'ElCom a participé en visioconférence au Citizen's Energy Forum (Forum de Dublin) annuel, consacré aux marchés des consommatrices et consommateurs finaux et à la protection de la clientèle du gaz et de l'électricité.

8 Perspectives

Sécurité de l’approvisionnement et activités internationales

Même si la situation s’est détendue par rapport aux années précédentes en matière de sécurité de l’approvisionnement, des risques et insécurités considérables subsistent, aussi bien à court terme qu’à moyen terme. Les thèmes relatifs à la sécurité de l’approvisionnement sont au cœur de l’activité de l’ElCom en 2025 également. Il s’agit notamment de mettre à jour la fixation des réserves de centrales nécessaires à moyen terme. Dans cette optique, plusieurs analyses sur la sécurité de l’approvisionnement sont effectuées, notamment une analyse de la production d’hiver élaborée à partir de différents indicateurs de résilience, ainsi que – en collaboration avec Swissgrid – l’étude « Adequacy » portant sur l’adéquation du système électrique. Les résultats de ces analyses servent de base à une recommandation de l’ElCom sur le dimensionnement des réserves requises à moyen terme.

Concernant le délai court, il s’agit notamment de mettre en œuvre les nouvelles conditions-cadres pour la constitution de la réserve hydroélectrique. Désormais, cette réserve ne sera plus acquise dans le cadre d’un appel d’offres, mais sur la base d’un modèle contraignant. La réserve d’énergie sera indemnisée de manière forfaitaire. L’ElCom définit les valeurs-clés pour la réserve hydroélectrique contraignante. De même, en prévision de l’hiver prochain, elle va dimensionner la réserve comme il se doit en tenant compte de la situation de l’approvisionnement actuelle et des autres réserves (thermiques) disponibles.

Parallèlement, Swissgrid est d’avis que la sécurité du réseau représentera un défi de taille l’été prochain. Plusieurs mises hors service planifiées combinées aux exportations élevées escomptées de la France vers l’Allemagne ainsi que l’absence de coordination avec la région « CORE » (en vigueur en 2026 au plus tôt) en matière de calcul des capacités jouent un rôle central à cet

égard. Lors de l’examen des éventuelles mesures d’exploitation nécessaires, la pesée des intérêts entre l’efficacité, la capacité de rendement et la sécurité est déterminante pour l’ElCom.

Surveillance du marché

En 2025, la surveillance du marché comprend aussi des sujets liés à la stabilité du réseau et aux services-système. Après que l’ElCom a instauré un plafonnement temporaire des prix sur le marché de l’énergie de réglage secondaire (SRE) en raison de prix élevés injustifiés, il convient de suivre de près l’évolution de ce marché. Le plafonnement des prix et des offres est une mesure corrective à court terme et limitée dans le temps. À moyen et à long terme, des mesures alternatives sont requises pour rendre le marché SRE plus efficace et plus compétitif et réduire les besoins en énergie d’ajustement, et donc également en énergie de réglage. En 2025, l’ElCom va évaluer et mettre en œuvre d’éventuelles mesures en étroite collaboration avec les acteurs du marché.

Parallèlement, la surveillance du marché comprend toujours celle du marché de gros. L’ElCom va publier un rapport sur l’évolution des prix pendant la crise et les perturbations extrêmes du marché en 2022. Dans ce rapport, elle analyse les raisons et la cohérence des décisions des acteurs du marché dans un environnement marqué par des fluctuations de prix extrêmes à court terme sur les bourses de l’électricité.

À l’avenir, le rôle de l’ElCom dans la surveillance du marché devrait gagner en importance si le Parlement adopte en 2025 la loi fédérale sur la surveillance et la transparence du marché de l’énergie. Cette nouvelle loi permettra d’une part d’interdire la manipulation du marché et les opérations d’initiés en Suisse et d’autre part d’introduire de nouvelles obligations de reporting pour les acteurs du marché de l’électricité et du gaz. La loi vise à créer plus de transparence sur le marché suisse de l’énergie.

Prix et tarifs

Pour la surveillance des prix et tarifs des réseaux et de l'approvisionnement de base, les nouvelles conditions-cadres résultant de l'acte modificateur unique constituent un défi de taille. Les contrôles des tarifs spécifiques portant sur les années précédentes seront poursuivis dans le courant de l'année 2025 sur la base des anciennes dispositions légales. En outre, les gestionnaires de réseau vont soumettre en 2025 leurs tarifs pour 2026 en tenant compte, désormais, de l'acte modificateur unique. Dans ce contexte, l'ElCom adapte les systèmes de transmission des données relatives aux coûts et aux tarifs. Diverses clarifications et spécifications sont également requises sur l'interprétation et la mise en œuvre des nouvelles bases juridiques – par exemple dans le cadre de guides d'utilisation, communiqués, directives, questions et réponses, etc. L'ElCom s'attend à recevoir un grand nombre de demandes de la part des gestionnaires de réseau concernant la mise en œuvre concrète des nouvelles dispositions.

Parallèlement à cela, l'ElCom va poursuivre ses activités de monitoring en 2025, notamment dans le domaine des tarifs de l'approvisionnement de base, tout en surveillant de près la qualité des produits et les coûts (supplémentaires) qui y sont liés. En outre, en 2025, l'ElCom continuera à développer les activités de monitoring et de vérification basées sur l'analyse des données pour les contrôles des coûts et des tarifs orientés sur les risques et les résultats.

Procédures

En ce qui concerne les procédures, l'ElCom continue à se pencher sur la mise en œuvre de la méthode dite du prix moyen. Il s'agit ici de l'attribution et de l'imputation des coûts d'acquisition et des coûts de revient de la production propre dans les tarifs énergétiques de l'approvisionnement de base. Certaines procédures visant à réduire les découverts de couverture sont toujours en suspens. Il faut en outre trancher plusieurs litiges portant sur la mise en

place de compteurs intelligents ou sur la prise en charge de coûts supplémentaires pour le relevé manuel des compteurs conventionnels. Un grand nombre d'entre eux ont déjà été réglés à l'amiable. L'année prochaine, l'ElCom devra également faire face à de multiples procédures concernant la rétribution des renforcements de réseaux. Actuellement, plus de 250 procédures sont en cours et il faut s'attendre à d'autres demandes de la part des gestionnaires de réseau. En définitive, la mise en œuvre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables va soulever de nouvelles questions auxquelles l'ElCom – probablement dans le cadre de nouvelles procédures – devra répondre.

Systèmes numériques et données

Outre le traitement des questions relatives à la mise en œuvre de la nouvelle législation, l'ElCom intégrera les dernières directives dans ses instruments de relevé et de régulation. Les infrastructures informatiques sont tout spécialement concernées. À titre d'exemple, l'acte modificateur unique offre désormais une base légale pour publier les résultats de la régulation Sunshine et, partant, établir des comparatifs entre les entreprises sur la base de différents indicateurs. Cette publication devrait se faire vers le début de l'année 2026 via un aménagement du site Internet de l'ElCom sur les prix de l'électricité. Les systèmes informatiques de surveillance du marché eux aussi doivent être développés et mis à jour en continu pour faire face au nombre croissant de tâches et d'exigences.

Les données jouent un rôle capital dans les activités de régulation de l'ElCom. En 2024, l'ElCom a développé ses compétences dans ce domaine pour être en mesure de bien utiliser les données aux fins de régulation, garantir la qualité des informations et exploiter toutes les possibilités en termes d'analyse. La quantité de données étant en forte hausse, l'ElCom continuera à l'avenir à mettre l'accent sur ces compétences dans le cadre de ses activités.

9 À propos de l'ElCom



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

La Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est chargée de surveiller le marché suisse de l'électricité ainsi que de garantir le respect de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et de la loi sur l'énergie (LEne). Elle suit les prix et tarifs de l'électricité et tranche en cas de divergences concernant l'accès au réseau. L'El-

Com surveille aussi la sécurité de l'approvisionnement en électricité du pays et règle les questions de transport et de commerce international d'électricité. Enfin, l'ElCom rend des décisions en matière de rétribution de reprise ainsi que dans le cadre de litiges opposant des auto-consommateurs à leur gestionnaire de réseau.

Chiffres-clés concernant la branche

L'ElCom surveille le marché de gros de l'électricité et la branche de l'électricité, y compris Swiss-grid, 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 : 586

Nombre de niveaux de réseau : 7

Kilomètres de réseaux électriques (lignes et câbles, y c. raccordements): au total env. 214 000 km | niveau de réseau 1 – env. 6700 km | niveau de réseau 3 – env. 8929 km | niveau de réseau 5 – env. 46 330 km | niveau de réseau 7 – env. 152 166 km

Points de mesure : 5,85 millions

Nombre de destinataires de factures : 5,35 millions

investissements annuels dans l'infrastructure de réseau : 1,9 milliard de francs, dont :

- investissements annuels dans le réseau de distribution 1,6 milliard de francs
- investissements annuels dans le réseau de transport : 221 millions de francs

Consommation annuelle d'électricité : 2022 57 TWh | 2023 56.1 TWh

Production: 2022 63,5 TWh | 72,1 TWh (y c. consommation des pompes d'accumulation)

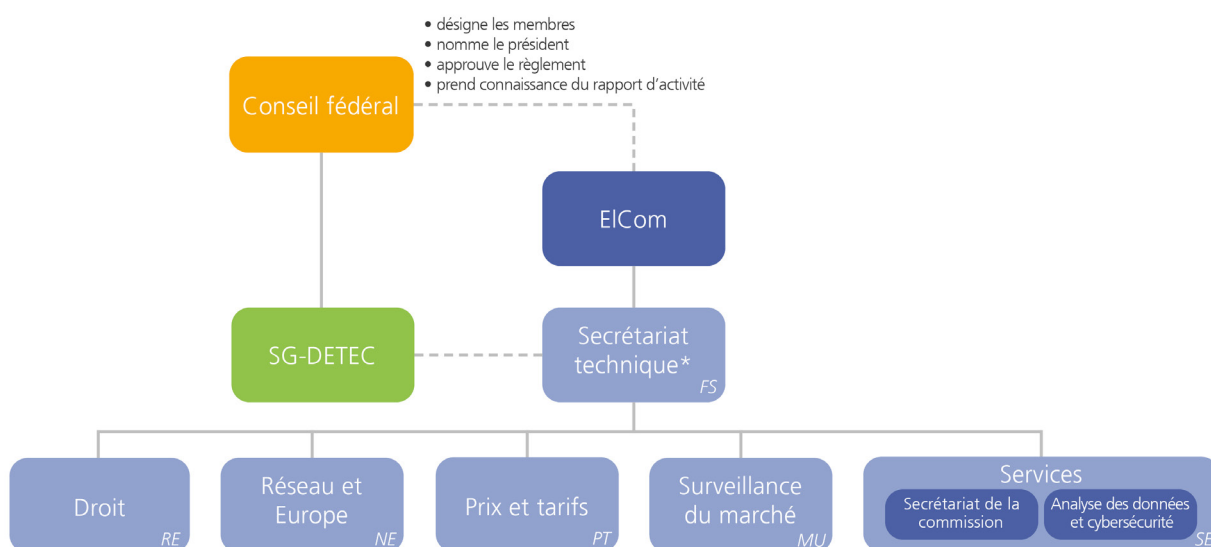
Importation d'électricité : 2022 33,1 TWh | 27,5 TWh

Exportation d'électricité : 2022 29,7 TWh | 33,9 TWh

9.1 Organisation et personnel

L'ElCom se compose de cinq à sept membres indépendants, désignés par le Conseil fédéral et réunis au sein de la Commission, et du Se-

crétariat technique. Elle est indépendante des autorités administratives et n'est soumise à aucune directive du Conseil fédéral.



*Rattachement administratif au SG-DETEC

Figure 22 : Organigramme de l'ElCom.

Au cours de l'exercice, la section « Secrétariat de la commission » du Secrétariat technique s'est vu adjoindre le domaine « Analyse des données

et cybersécurité ». Ensemble, ces deux domaines constituent désormais la section « Services ».

9.1.1 Commission

La Commission se réunit une fois par mois en séance plénière. Par ailleurs, les membres de la Commission se réunissent dans le cadre des sous-commissions « Prix et tarifs », « Réseaux et sécurité de l'approvisionnement », « Droit », « Relations internationales » et « Surveillance du marché ».

En 2024, la Commission comptait trois femmes et quatre hommes, cinq personnes étant germano-phones, une francophone et une italophone.

Sa composition était la suivante :

Président :

- Werner Luginbühl (seit 2020): Altständerat

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 :

- Katia Delbiaggio (depuis 2020) : dr en économie, professeur d'économie au département d'économie de la Haute école de Lucerne
- Sita Mazumder (depuis 2018) : dr oec. publ., professeur d'économie et d'informatique au département d'informatique de la Haute école de Lucerne
- Jürg Rauchenstein (depuis 2022) : ing. él. dipl. EPF, ingénieur de développement chez ABB
- Andreas Stöckli (depuis 2019) : dr en droit, avocat, professeur de droit constitutionnel et administratif à l'Université de Fribourg
- Felix Vontobel (depuis 2020) : ing. el. dipl. HES

Sous-commissions

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

Prix et tarifs

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

Droit

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

Réseaux et sécurité de l'approvisionnement

- Jürg Rauchenstein (présidence)
- Werner Luginbühl
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Relations internationales

- Felix Vontobel (présidence)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Surveillance du marché

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

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 bénéficiaire des prestations et rattaché, à ce titre, au

Secrétariat général du DETEC. Au 31 décembre 2024, le Secrétariat technique comptait 50 collaboratrices et collaborateurs ainsi que 5 stagiaires, occupés à temps plein ou à temps partiel, ce qui correspond à 43,2 postes en équivalents plein temps (Full time equivalents, FTE). L'âge moyen des collaboratrices et collaborateurs était de 45,2 ans.



Directeur du Secrétariat technique (55 personnes)

Urs Meister
dr en économie



Section Réseau et Europe (10 personnes)

Michael Bhend
ing. dipl. EPFZ



**Section Prix et tarifs
(13 personnes)**

Barbara Wyss
dr en économie



**Section Droit
(11 personnes)**

Nicole Zeller
lic. en droit, avocate



**Section Surveillance du
marché (8 personnes)**

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



**Section Services
(12 collaborateurs)**

Simon Witschi
M.A., EMBA

9.1.3 Indépendance et liens d'intérêts

Die Les membres de la Commission travaillent à temps partiel pour l'EiCom et sont autorisés à exercer d'autres activités professionnelles en parallèle. Toutefois, ils n'ont pas le droit d'appartenir à des organes de personnes morales actives dans le secteur de l'électricité et ne peuvent pas fournir de prestations à ce type de personnes morales.

Les membres de l'EiCom sont soumis à l'obligation générale de se récuser. De plus, l'EiCom a

renforcé cette obligation et introduit des règles de récusation plus étendues. Les liens d'intérêts des membres de l'EiCom sont répertoriés chaque année et présentés en toute transparence.

Les collaboratrices et collaborateurs du Secrétariat technique sont également soumis à des règles de comportement qu'ils doivent signer lors de leur prise de fonction à l'EiCom sous la forme d'un code de comportement (Code of Conduct).

9.2 Communication et principe de transparence dans l'administration

L'EiCom fait partie de l'administration fédérale et est, à ce titre, soumise à la loi fédérale sur le principe de la transparence dans l'administration (loi sur la transparence ; LTrans). Cette loi permet à toute personne d'accéder aux documents officiels. Si la demande d'accès concerne des données de tiers (p. ex. d'un gestionnaire de ré-

seau), ledit tiers doit être consulté et a toujours la possibilité d'obtenir, le cas échéant, l'adoption d'une décision annulable avant d'accorder l'accès. Durant l'exercice, l'EiCom a reçu plusieurs demandes en vertu de la loi sur la transparence et a été consultée au sujet de demandes reçues par d'autres unités administratives.

9.3 Finances

L'ElCom disposait d'un budget de 13,6 millions de francs durant l'exercice. Les ressources disponibles ont tout juste permis de couvrir les dépenses, y compris de financer les systèmes informatiques complexes et onéreux de l'ElCom (notamment le système de livraison de données EDES et l'application de surveillance

du marché MATCH). Quant aux recettes, elles ont atteint 5,5 millions de francs. Elles proviennent de la redevance de surveillance que Swissgrid acquitte pour la coopération de l'ElCom avec les autorités étrangères et des émoluments de procédure versés par les parties.

9.4 Manifestations

Forum ElCom 2024

La quatorzième édition du forum ElCom a eu lieu le 15 novembre 2024 au centre culturel AHA à Aarau. Quelque 300 personnes de la branche de l'énergie ont assisté à des présentations et des discussions portant sur la flexibilité, nouvelle monnaie du marché de

l'électricité. Des orateurs issus de l'industrie, de l'administration et des sciences ont dressé un bilan et abordé les défis actuels et futurs. Le prochain Forum ElCom devrait se dérouler à Pratteln, le 14 novembre 2025.

Séances d'information pour les gestionnaires de réseau

Au printemps 2024, l'ElCom a organisé au total quatre séances d'information en ligne à l'intention des gestionnaires de réseau. Ces séances ont porté sur des sujets d'actualité concernant les prix et tarifs, les prix élevés du marché et les nouveautés juridiques. Au total,

600 personnes ont participé aux manifestations proposées en trois langues. Tant pour les personnes participantes que pour les collaboratrices et collaborateurs de l'ElCom, ces séances ont constitué une occasion bienvenue de discuter entre professionnels.

Atelier sur la surveillance du marché

L'édition 2024 de l'atelier proposé par la section « Surveillance du marché » de l'ElCom a porté sur les marchés de l'énergie de réglage en Suisse. Swissgrid a donné un bon aperçu de l'évolution historique des marchés de

l'énergie de réglage et des défis actuels en matière de stabilité de fréquence, tandis que l'ElCom a présenté les dernières conclusions du suivi des marchés de l'énergie de réglage et des aspects de la transparence du marché.

10 Annexe

10.1 Statistique des affaires traitées

En 2024, 493 nouveaux cas au total ont été enregistrés, tandis que 374 cas avaient été reportés de l'année précédente. Parmi ces cas, 138 ont pu être réglés durant l'exercice. La grande majorité de ces cas concerne des requêtes pour des renforcements de réseau. Les demandes simples arrivent au moyen du formulaire de contact disponible sur le site Internet ou par courriel et traitent

de questions de routine. En général, le traitement de ce type de demandes ne prend que quelques heures ou quelques jours. Dans de rares cas seulement, elles débouchent sur des procédures. En 2024, l'ElCom a reçu 792 demandes simples. À 24 exceptions près, ces demandes simples ont toutes été réglées.

Type d'affaires	Report des années précédentes	Affaires enregistrées en 2024	Affaires réglées en 2024	Report en 2025
Tarifs	85	23	1	107
Renforcements du réseau	147	394	100	441
Autres cas	142	76	37	181
Total	374	493	138	729
Demandes simples	35	781	792	24
Total, y c. demandes simples	409	1274	930	753

Tableau 8 : Statistique des affaires traitées par l'ElCom en 2024.

10.2 Statistique des séances

Durant l'exercice, les membres de l'ElCom ont participé au total, dans diverses compositions, à douze séances d'une journée et à 26 séances d'une demi-journée. Toutes ces séances ont eu

lieu en Suisse. Une fois par an, l'ElCom effectue une retraite. Au cours de l'année sous revue, la commission s'est réunie pour sa retraite à Lachen SZ.

10.3 Publications

Directives

08.02.2024	Surveillance de la cybersécurité assurée par l'ElCom
05.03.2024	WACC de la production
05.03.2024	Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes
04.06.2024	Communication de la modification des tarifs
24.06.2024	Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2024/2025

16.10.2024	Consignes pour le recours aux centrales de la réserve hivernale 2024/2025
17.12.2024	Approvisionnement de base en électricité – Droit applicable

Communications

16.01.2024	Prise de position de l'ElCom concernant le projet de mandat de négociation CH-UE
07.05.2024	Vernehmlassung zur Umsetzung des Mantelerlasses auf Verordnungsstufe – prise de position de l'ElCom (uniquement en allemand ; consultation concernant la mise en œuvre de l'acte modificateur unique au niveau de l'ordonnance)
05.06.2024	Vernehmlassung zum Bundesgesetz über die Stromversorgung (Anforderungen an systemrelevante Unternehmen) – prise de position de l'ElCom (uniquement en allemand ; consultation concernant la loi sur l'approvisionnement en électricité [exigences pour les entreprises d'importance systémique])
25.06.2024	Différences de couverture – Exemples de calcul et de compensation des différences de couverture pour les années 2024 à 2029
25.06.2024	Obligation d'utiliser des systèmes de mesure intelligents au sens des art. 8a et 8b OApEl pour les consommateurs finaux libres et les installations de production nouvellement raccordées
02.07.2024	Équilibre dans les zones de réglage
02.07.2024	Stellungnahme Vernehmlassung WACC (uniquement en allemand ; prise de position de l'ElCom relative à la consultation sur le WACC)
25.07.2024	Fiche d'information sur la réserve hydroélectrique 2024/2025
05.09.2024	Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 (mise à jour)
15.10.2024	Vernehmlassung Elektrizitätsgesetz (Beschleunigung beim Aus- und Umbau der Stromnetze) – prise de position de l'ElCom (uniquement en allemand ; consultation concernant la loi sur les installations électriques [accélération de l'extension et de la transformation des réseaux électriques])
24.10.2024	Questions fréquentes concernant les systèmes de mesure / compteurs intelligents
31.10.2024	Prix élevés de l'énergie de réglage secondaire
13.11.2024	Vernehmlassung zur Verordnung über den Betrieb der Reservekraftwerke in einer schweren Strommangellage – prise de position de l'ElCom (uniquement en allemand ; consultation concernant l'ordonnance relative à l'exploitation de centrales de réserve en cas de pénurie grave).
15.11.2024	Amélioration urgente de la qualité des données de mesure
18.12.2024	Prix élevés de l'énergie de réglage secondaire : instauration d'un prix plafond temporaire

Rapports et études

31.05.2024	Rapport d'activité de l'ElCom 2023
18.06.2024	Test de fonctionnalité de la réserve d'hiver 2024
17.10.2024	Puissance et énergie de réglage 2023
12.11.2024	Prise en compte du réseau suisse dans le calcul des capacités de l'UE
05.07.2024	Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2023
18.12.2024	Tarifs élevés de l'énergie à partir de 2023 – Évolution des tarifs en période de prix élevés et mesures prises par l'ElCom

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
BT	Basse tension
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 »)
Consommatrice finale / consommateur final	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)
CRE	Commission de régulation de l'énergie (autorité française de régulation de l'énergie)
Day-Ahead	Négoce de l'électricité pour le jour suivant dans le cadre duquel les quantités et les prix sont fixés 24 heures à l'avance
DETEC	Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
EAE	Entreprise d'approvisionnement en énergie
ECC	« European Commodity Clearing » : chambre de compensation spécialisée dans les produits énergétiques et les matières premières

EDES	Système de livraison des données de l'ElCom
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 for Electricity	European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
EPEX / EPEX Spot	European Power Exchange / bourse de l'électricité européenne
ERS	Énergie de réglage secondaire
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Autorité fédérale de surveillance des marchés financiers
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
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.
GR	Gestore Mercati Energetici
GR	Gestionnaire de réseau
GRD	Gestionnaires de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GWh	Gigawattheure
H4	Profil de consommation correspondant à un appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge, mais sans chauffe-eau électrique

HT	Haute tension
ICT	Information Communications Technology
IN	Inbalanced Netting
IPV	Installation photovoltaïque
kVA	Kilovoltampère
kWh	Kilowattheure
kWp	Kilowatt crête
LAP	Loi sur l’approvisionnement du pays
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LFiEI	Loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l’électricité d’importance systémique
LMETA	Loi fédérale sur l’utilisation de moyens électroniques pour l’exécution des tâches des autorités
LSTE	Loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l’énergie
MARI	Plateforme pour l’échange d’énergie de réglage tertiaire rapide (Manually Activated Reserves Initiative)
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).
MPEA	Mécanisme de prix de l’énergie d’ajustement
MT	Moyenne tension
MVA	Mégavoltampère
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure

NCCR	Networkcode Cybersecurity
NER	Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (Network of Economic Regulators)
NTC	Net Transfer Capacity - Programme d'échange maximum entre deux zones de desserte, qui est conforme aux standards de sécurité des deux zones et qui tient compte des incertitudes techniques liées à la situation future du réseau
NIST	National Institute of Standards and Technology
NRAs	Autorité de régulation (National Regulatory Authorities)
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEné	Ordonnance sur l'énergie
OFAE	Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
OFS	Office fédéral de la statistique
OMP	Place de marché organisée
PAP	Procédure d'approbation des plans
PIC	Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques
PICASSO	Plateforme pour l'échange d'énergie de régulation secondaire (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)
PRS	Puissance de réglage secondaire
PRT	Puissance de réglage tertiaire
PSS	Prestataire responsable des services-système
PSE	Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité
PV	Photovoltaïque

Refinitiv	Un des plus grands fournisseurs de données et d'infrastructures sur les marchés financiers au monde
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.
RRMs	Mécanismes de transmission d'informations par des fournisseurs de données enregistrés (« registered reporting mechanisms »).
SAIDI	L'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) donne la durée moyenne d'interruption de l'approvisionnement d'un consommateur final dans un système d'approvisionnement.
SAIFI	L'indice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) donne le nombre moyen des coupures de courant pour un consommateur final dans un système d'approvisionnement.
Services-système (SDL)	Prestations nécessaires à une exploitation sûre des réseaux. Elles comprennent notamment la coordination du système, la gestion des bilans d'ajustement, le maintien en réserve de puissance de réglage, l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en îlotage pour les producteurs, le maintien de la tension (part d'énergie réactive comprise), les mesures effectuées aux fins de l'exploitation et la compensation des pertes de transport.
SIX	Entreprise mettant à disposition l'infrastructure de la place financière suisse et gérant la Bourse suisse SIX Swiss Exchange.

TERRE	Plateforme pour l'échange d'énergie de réglage tertiaire lente (Trans European Replacement Reserve Exchange)
TSO	Transmission System Operator (gestionnaire du réseau de transport)
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
Utilisation du réseau	Utilisation physique d'un système de réseau pour injecter ou pour soutirer de l'énergie électrique
WACC	Coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital)
Zone de réglage	Zone dans laquelle le réglage du réseau est assuré par la société nationale du réseau de transport. Cette zone est délimitée physiquement par des points de mesure.



Commission fédérale de l'électricité ElCom

Christoffelgasse 5, CH-3003 Berne

Tél. +41 58 462 58 33

info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch