Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Commission fédérale de l'électricité ElCom

Secrétariat technique

Tarifs élevés de l'énergie à partir de 2023

Évolution des tarifs en période de prix élevés et mesures prises par l'ElCom

Berne, le 18 décembre 2024

Table des matières

Résumé **2**

1 Prix de gros et tarifs de l'approvisionnement de base **5**
1.1 Évolution des prix de gros 5
1.2 Du négoce de gros à l'approvisionnement de base 7
1.3 Influence de la promotion (indirecte) des énergies renouvelables sur l'approvisionnement de base 9
1.4 Rôle de la stratégie et de la date d'acquisition 11
2 Activités de l'ElCom pendant la crise **13**
2.1 Vue d'ensemble 13
2.2 Mesures de portée générale 14
2.2.1 Baisse des coûts appropriés dans la distribution d'énergie 14
2.2.2 Directive sur la communication tarifaire 14
2.3 Enquêtes spécifiques de l'ElCom 15
2.3.1 Enquêtes préliminaires et bases 15
2.3.2 Enquêtes sur la méthode du prix moyen et la priorisation selon l'art. 6, al. 5bis, LApEl .. 15
2.3.3 Contrôles portant sur les acquisitions 16
3 Conclusions de l'ElCom sur les activités menées pendant la crise **23**

Liste des figures

Figure 1 : prix pour l'année suivante (base) pour la Suisse, la France, l'Allemagne et l'Italie 7
Figure 2 : évolution des tarifs (énergie, groupe de clients H4) en valeur médiane (ligne bleue) ainsi que niveaux minimal et maximal des années 2021 à 2025 8
Figure 3 : tarifs globaux (énergie et réseau, groupe de clients H4) pour 2023 en comparaison avec 2022 9
Figure 4: coûts moyens d'acquisition de produits annuels de base pour les années de livraison comprises entre 2014 et 2025, avec des achats effectués 1, 2 ou 3 ans à l'avance et sur le marché spot 12
Figure 5 : fourchette des coûts simulés avec différentes stratégies d'acquisition pour l'année 2025 13
Figure 6 : vue d'ensemble des thématiques sur lesquelles ont porté les questions au cours des enquêtes 17

Résumé

Avec la hausse exceptionnellement forte des prix de gros de l'électricité à partir de fin 2021, les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base ont également augmenté de manière significative en de nombreux endroits. Le présent rapport entend informer le public, donc les consommateurs d'électricité, et les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) sur les mesures prises par l'ElCom en lien avec la période exceptionnelle de prix élevés de l'électricité en Suisse sur les marchés, notamment concernant les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base. En revanche, le rapport ne traite pas des mesures et activités de l'ElCom relatives à la sécurité de l'approvisionnement et à la stabilité financière des producteurs ou des négociants d'électricité ainsi qu'à l'évolution des prix dans le commerce de gros.

Les hausses de prix exceptionnelles ont conduit de nombreux consommateurs à interpeller l'ElCom : celle-ci a répondu à plus de 1000 demandes en 2022 et à près de 1000 en 2023 qui portaient principalement sur les tarifs élevés : mais des EAE se renseignaient également sur les possibilités de soulager leurs clients ou des consommateurs finaux demandaient comment réduire les tarifs de leurs fournisseurs. L'ElCom n'a toutefois pas de manière générale la compétence de baisser des tarifs élevés ; elle peut plutôt intervenir si les tarifs d'énergie ou de réseau d'un gestionnaire de réseau ne sont pas conformes à la loi. Ce serait notamment le cas si des indices laissaient supposer que les tarifs ne reflètent pas les coûts effectifs ou que les coûts sont surévalués de manière abusive. L'ElCom intervient soit de sa propre initiative (d'office), soit à la suite de notifications ou de plaintes.

Les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base dépendent en définitive du portefeuille d'acquisition et de production d'une EAE. La plupart des EAE sont en grande partie tributaires d'acquisitions dont les prix dépendent à nouveau des prix de gros de l'électricité. Les clients qui peuvent accéder au marché libre ont la possibilité d'optimiser eux-mêmes leurs acquisitions ou de choisir eux-mêmes leur fournisseur. Cependant, les clients relevant de l'approvisionnement de base dépendent de la stratégie et des processus d'acquisition ainsi que des capacités nécessaires de leur EAE. L'obligation des tarifs inchangés pour une année protège certes ces clients contre des fluctuations de prix à court terme, en cours d'année, mais, selon la stratégie d'acquisition du fournisseur, les hausses des prix du marché se répercutent sur les tarifs avec un certain retard, voire sur une période plus longue. Les clients relevant de l'approvisionnement de base doivent également contribuer aux mesures d'encouragement indirectes en faveur des énergies renouvelables en Suisse, et cela dans une certaine ampleur. Souvent, il n'existe aucune alternative meilleur marché au produit standard proposé par l'EAE vers laquelle ils pourraient se tourner.

Dans le contexte des prix élevés, l'ElCom a introduit différentes mesures de portée générale et a enquêté spécifiquement auprès de certaines EAE. En ce qui concerne les mesures de portée générale, l'adaptation des valeurs limites pour vérifier l'adéquation des coûts et des bénéfices dans la distribution d'énergie dans l'approvisionnement de base a eu un effet direct sur la baisse des tarifs (cf. Règle des 60 francs). Concrètement, l'ElCom a abaissé de 75 à 60 francs par destinataire de facture la valeur limite à partir de laquelle il est possible d'analyser de plus près les coûts déclarés. En dessous de cette valeur limite, les coûts administratifs et commerciaux, bénéfice compris, ne sont pas examinés plus en détail pour des raisons de priorité, car ils ne sont pas considérés comme inappropriés. Partant, les coûts déclarés par de nombreuses EAE ont également diminué en conséquence. Par ailleurs, l'ElCom a formulé des exigences en matière de communication tarifaire. L'ElCom a reçu de nombreuses plaintes de consommateurs concernant une communication peu claire ou incompréhensible des augmentations de tarifs et des raisons de ces augmentations. Elle a donc édicté dans le cadre d'une directive des principes minimaux pour toutes les EAE en matière de communication des tarifs. Les consommateurs devraient ainsi être informés de manière transparente de l'ampleur des modifications apportées aux différentes composantes tarifaires.

Enfin, l'ElCom a examiné les bases tarifaires de plus de 100 entreprises, ce qui a donné lieu à trois enquêtes portant sur plus de 30 entreprises. Ces enquêtes concernent tout d'abord les possibilités d'optimisation des EAE en rapport avec la priorité potentiellement donnée à leur propre production dans l'approvisionnement de base. Deuxièmement, les acquisitions des entreprises ayant connu des

augmentations tarifaires particulièrement élevées ont été analysées. Troisièmement, les prix de facturation ou les structures des contrats ont été mieux examinés pour une sélection d'entreprises qui achètent tout ou partie de l'électricité au sein de structures de groupe.

Les analyses sur la priorisation portent sur la possibilité pour les EAE de procéder à des optimisations entre la prise en compte des coûts de production et les prix du marché. En principe, les tarifs de l'approvisionnement de base sont calculés sur la base des coûts moyens de production et d'acquisition de l'ensemble du portefeuille énergétique (méthode du prix moyen). Toutefois, le législateur a explicitement accordé aux gestionnaires de réseau de distribution le droit de déroger à la méthode du prix moyen et de vendre en priorité, dans l'approvisionnement de base, leur production indigène issue d'énergies renouvelables ou celle acquise auprès d'un tiers. Si un gestionnaire de réseau ne donne plus la priorité à la production indigène renouvelable et intègre davantage d'électricité achetée sur le marché dans son portefeuille, les tarifs pour l'approvisionnement de base auront tendance à augmenter en raison des prix élevés du marché. Bien que la loi autorise de telles pratiques, les gestionnaires de réseau sont tenus de justifier en toute transparence l'augmentation des tarifs et le changement de priorité. En 2023 et 2024, l'ElCom a examiné auprès de 10 et 12 EAE qui avaient modifié la priorisation si elles avaient communiqué leur démarche. Certaines EAE ont été invitées à y remédier. La plupart des EAE qui avaient d'abord indiqué à l'ElCom qu'elles souhaitaient changer de priorité ont finalement répondu que les informations fournies initialement étaient erronées et qu'elles n'avaient en fin de compte pas l'intention de changer de méthode. Par contre, deux entreprises qui ont confirmé le changement de méthode concernant les tarifs 2023 ont été invitées à le communiquer et à prouver encore la mise en œuvre de la communication de l'ElCom. En 2024, l'ElCom a en outre vérifié si les EAE avaient apporté des modifications aux priorités depuis que les coûts planifiés servaient de base tarifaire pour calculer les coûts réels ultérieurs. L'ElCom estime qu'une telle adaptation a posteriori dans le sens d'une optimisation au détriment des clients relevant de l'approvisionnement de base n'est pas conforme à la loi. Les clarifications de l'ElCom ont montré que les changements de plan/réels indiqués étaient également dus à une déclaration erronée et qu'il n'y avait donc pas de changement. Cependant, des clarifications sont encore en cours dans une EAE au moment de la publication du présent rapport. Certaines EAE ont au contraire profité de la priorisation au prix de revient pour réduire les tarifs et donc la charge pour les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base.

Dans le cadre des contrôles portant sur les acquisitions, l'ElCom a vérifié auprès de différentes EAE l'adéquation des tarifs et la procédure d'acquisition. Douze EAE ont fait l'objet d'un examen plus approfondi en raison des augmentations parfois considérables et exceptionnellement fortes des tarifs de l'énergie. Les EAE qui ont connu des hausses tarifaires exceptionnelles étaient principalement de taille relativement petite. La question s'est posée de savoir si ces augmentations ou celles qui les sous-tendent pouvaient être considérées comme raisonnables au sens de la loi. Les analyses de l'ElCom se sont concentrées sur la stratégie et les processus d'acquisition, la gestion des risques ainsi que les mécanismes de contrôle. Il s'agissait de vérifier notamment si les processus d'acquisition étaient transparents et concurrentiels (c'est-à-dire faisant appel à différentes offres). Les analyses ont montré que, dans les EAE analysées, le degré de formalisation des processus internes ainsi que la gestion des risques jouent parfois un rôle mineur. Les prix d'acquisition élevés étaient en grande partie la conséquence de moments d'acquisition défavorables, par exemple lorsque des contrats d'approvisionnement complet arrivaient à échéance ou que les prix du marché étaient élevés. Les coûts d'acquisition élevés ont pu être justifiés en comparant l'évolution des prix du marché aux dates d'acquisition. L'ElCom n'a constaté aucune violation de la LApEl dans le cadre de son examen. De plus, de nombreuses EAE ont elles-mêmes soumis leurs acquisitions à des audits internes ou externes ou ont pris d'autres mesures pour les optimiser. Pour les petites EAE en particulier, une externalisation (prestataires de services spécialisés et EAE plus importantes) ou du moins une collaboration accrue avec d'autres communes ou EAE sont envisagées. Dans l'ensemble, les tarifs énergétiques élevés examinés ne révèlent pas de comportement contraire à la LApEl. Compte tenu des résultats des présentes analyses, l'ElCom n'engage donc pas directement de procédures de vérification des coûts et des tarifs approfondies. Elle aborde de manière bilatérale avec les EAE concernées les problèmes de qualité et d'autres éléments identifiés lors de l'analyse.

Tarifs élevés de l'énergie à partir de 2023 Commission fédérale de l’électricité ElCom ElCom-D-42DB3401/41 4/4 Une enquête a été menée auprès de 13 EAE en rapport avec des acquisitions au sein d’entreprises liées. Il s’agissait ici - dans l’esprit d’une surveillance préventive basée sur les risques - d’exclure d’éventuelles pratiques d’acquisition critiques entre entreprises liées, qui conduiraient à des augmentations tarifaires injustifiées et inappropriées. Il pourrait s’agir, par exemple, de prix de facturation plus élevés que les prix du marché ou de résiliations de contrats et de nouveaux contrats conclus au mauvais moment. Les analyses effectuées auprès de treize entreprises sélectionnées permettent de conclure au respect des dispositions légales et des directives de l’ElCom. Ainsi, les comparaisons entre les prix d’acquisition et les données de marché correspondantes n’ont pas montré d’anomalies. Les contrats examinés, jusqu’à présent, n’indiquaient pas non plus une discrimination ciblée de l’approvisionnement de base.

Les analyses présentées ne constituent pas des examens approfondis des coûts. L'ElCom poursuit donc les investigations en cours et se réserve la possibilité de procéder à des examens approfondis des coûts et des tarifs

1 Prix de gros et tarifs de l’approvisionnement de base

1.1 Évolution des prix de gros

L’électricité est négociée à court terme sur le marché spot et à plus long terme sur le marché à terme. Sur le marché spot, on convient de la fourniture effective d’électricité, et les feuilles de route concrètes des centrales électriques sont définies dans ce cadre. A contrario, les marchés à terme servent en premier lieu à la protection financière. Les prix pratiqués anticipent le niveau des prix spot escompté à plus long terme compte tenu des informations disponibles. Les prix sur les marchés suisses spot et à terme suivent globalement la tendance des prix observée dans les pays voisins du fait de la forte interconnexion existante et des possibilités de négoce qui en découlent. Si en Suisse, l’électricité est principalement produite grâce à l’énergie nucléaire et aux énergies renouvelables, en particulier l’énergie hydraulique, les coûts de production ne jouent pas un rôle significatif dans la formation des prix sur le marché (international). Dans le négoce de gros, ce sont principalement les coûts marginaux des centrales électriques exploitant des énergies fossiles qui dictent les prix, tandis que les coûts variables faibles, par exemple de l’énergie hydraulique ou nucléaire, n’ont guère d’impact direct sur la formation des prix sur le marché. En raison de son parc de centrales électriques qui se caractérise par de faibles coûts marginaux et du fait des possibilités de négoce, la Suisse reprend pour ainsi dire systématiquement le niveau des prix d’un pays voisin, en fonction de la situation en matière d’importations et d’exportations et des congestions sur le réseau transfrontalier. Des prix élevés du gaz, du charbon ou du CO_2, de même qu’une offre globalement insuffisante en Europe, se répercutent donc directement sur les prix du marché suisse.

Les prix de l’électricité ont augmenté de manière notable dès l’automne 2021 pour des raisons principalement liées au contexte international : le fait que le nouveau gazoduc russe North Stream 2 n’ait pas été mis en service comme prévu, en plus d’une forte reprise économique et d’une hausse des besoins en charbon en Chine, a fait grimper les prix sur les marchés des énergies fossiles. L’augmentation des prix du charbon et du gaz s’est ensuite traduite par une hausse des prix sur le marché de l’électricité. Cette hausse s’est accentuée vers la fin de l’année 2021 avec de nouvelles réductions des livraisons de gaz russe. La guerre d’agression lancée par la Russie sur l’Ukraine le 24 février 2022 a encore aggravé la situation : la nouvelle réduction massive des livraisons de gaz naturel de la Russie à l’Europe au printemps 2022 ainsi que la disponibilité fortement limitée des centrales nucléaires françaises ont engendré une nouvelle hausse des prix sur le marché à terme, qui a atteint son paroxysme à l’été 2022. À cela s’ajoute l’importante sécheresse qui a frappé la Suisse tout comme le reste de l’Europe au printemps et à l’été, ce qui a fait peser des craintes majeures sur la disponibilité des centrales nucléaires françaises ainsi que sur la disponibilité de gaz et d’eau pour la production d’électricité à l’hiver 2022/2023 et au printemps 2023, avec des inquiétudes quant à une possible situation de pénurie.

La figure 1 montre qu’en août 2022, le prix pour l’année suivante a atteint son record absolu, à savoir plus de 1000 EUR/MWh pour la Suisse. Peu après ce pic, les prix ont diminué jusqu’à la fin de l’année, en se maintenant toutefois à un niveau élevé pendant toute l’année 2023 (le prix pour l’année suivante a

en moyenne été négocié à 239 EUR/MWh entre fin août 2021 et fin août 2022, avec un prix maximal de 1082 EUR/MWh à la fin août 2022). À titre de comparaison, les prix sur le marché à terme suisse ont oscillé entre 25 et 64 EUR/MWh entre 2013 et 2020.

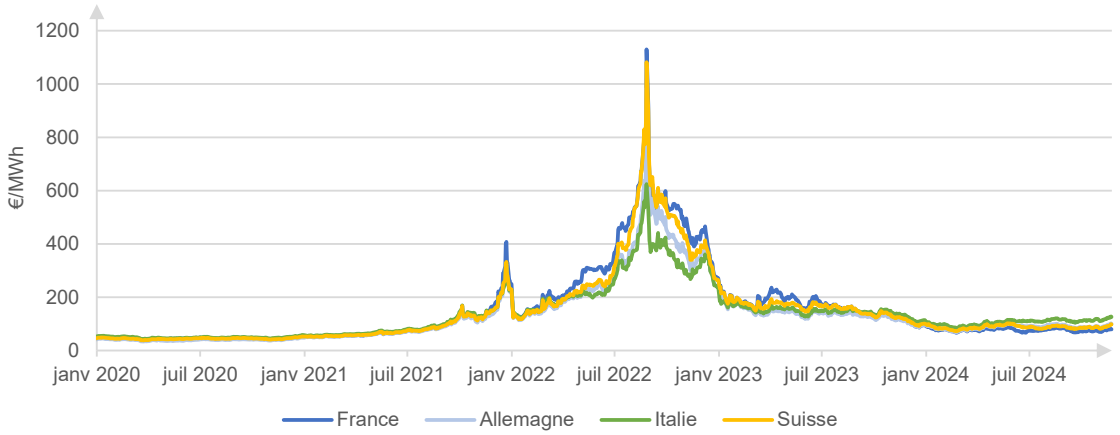

Figure 1 : prix pour l'année suivante (base) pour la Suisse, la France, l'Allemagne et l'Italie[1]

1.2 Du négoce de gros à l'approvisionnement de base

Le marché suisse de l'électricité n'est pas complètement ouvert. Seuls les gros consommateurs d'électricité (à partir de 100 MWh par an) ont accès au marché et peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie. Les consommateurs ayant des besoins moindres, tels que les ménages ou les petites et moyennes entreprises, ne peuvent quant à eux pas choisir leur fournisseur d'énergie. Leur gestionnaire de réseau leur fournit de l'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base. Les gestionnaires de réseau sont donc nécessairement dans le même temps des entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE). Dans l'approvisionnement de base, les tarifs sont fixés dans le respect des dispositions de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) : le système « Cost Plus » s'applique, comme pour les tarifs de réseau. Ce système permet aux EAE de répercuter l'intégralité des coûts induits par l'acquisition et la production sur les consommateurs finaux par le biais des tarifs de l'énergie. En cas de différences entre les recettes budgétisées avec les tarifs fixés et les coûts effectifs supportés sur une année tarifaire, il est possible de compenser ces écarts sur les années suivantes (système des différences de couverture réglementaires). Tous les risques liés aux prix et aux coûts reposent par conséquent sur les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base.

Les évolutions de prix dans le négoce de gros ont une incidence directe sur les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base. Si ces tarifs sont calculés sur la base des coûts sous-jacents supportés par les EAE, la plupart d'entre elles doivent s'approvisionner en énergie sur le marché, parfois pour des quantités importantes. Du fait de cette situation de dépendance, les prix de gros se reflètent dans les coûts d'acquisition des EAE. Des enquêtes menées par l'ElCom montrent que sur les quelque 600 gestionnaires de réseau en Suisse, 411 n'ont pas de production propre et 134 autres disposent d'une production propre limitée, atteignant au maximum 10 GWh par an. Cela signifie qu'une grande partie de la quantité totale d'électricité livrée en Suisse chaque année doit être achetée sur le marché : les EAE ne disposant d'aucune production propre ont au total des besoins s'élevant à 7,7 TWh par an, soit 14 % de la quantité totale soutirée, laquelle avoisine les 56,6 TWh par an. Seules 20 EAE (3 %) indiquent disposer d'une production propre globale supérieure à 10 TWh (avec des besoins agrégés atteignant 13,7 TWh, soit 24 % de la quantité totale soutirée).

Cela signifie que même si les EAE prennent en principe en compte leur propre production au coût de revient dans les tarifs de l'approvisionnement de base, la plupart d'entre elles sont également tributaires d'acquisitions (conséquentes) sur le marché. La hausse des prix du marché se ressent alors de façon significative sur les coûts d'acquisition et, partant, sur les tarifs de l'approvisionnement de base. A contrario, certains grands producteurs d'énergie sur le marché suisse de l'électricité n'opèrent guère, voire pas du tout, dans l'approvisionnement de base, puisqu'ils vendent leur électricité via le marché de

[1] Prix de règlement EEX

gros aux EAE et aux gros consommateurs ou via la bourse de l'électricité. En conséquence, le coût de revient dans le parc de centrales électriques suisse ne joue qu'un rôle secondaire pour la majorité des consommateurs suisses d'électricité, qu'ils relèvent du marché ou de l'approvisionnement de base. Les prix du marché de l'électricité sont en revanche plus importants pour eux, même si le marché n'est pas ouvert. La figure 2 montre l'évolution effective des tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base entre 2021 et 2025, à titre d'exemple pour le groupe de clients H4, c'est-à-dire pour un ménage possédant un logement de 4,5 pièces avec une consommation annuelle d'environ 4500 kWh[2]. Elle présente les tarifs moyens (médiane) ainsi que les différences constatées entre les quelque 600 EAE, avec les niveaux minimal et maximal observés chaque année.

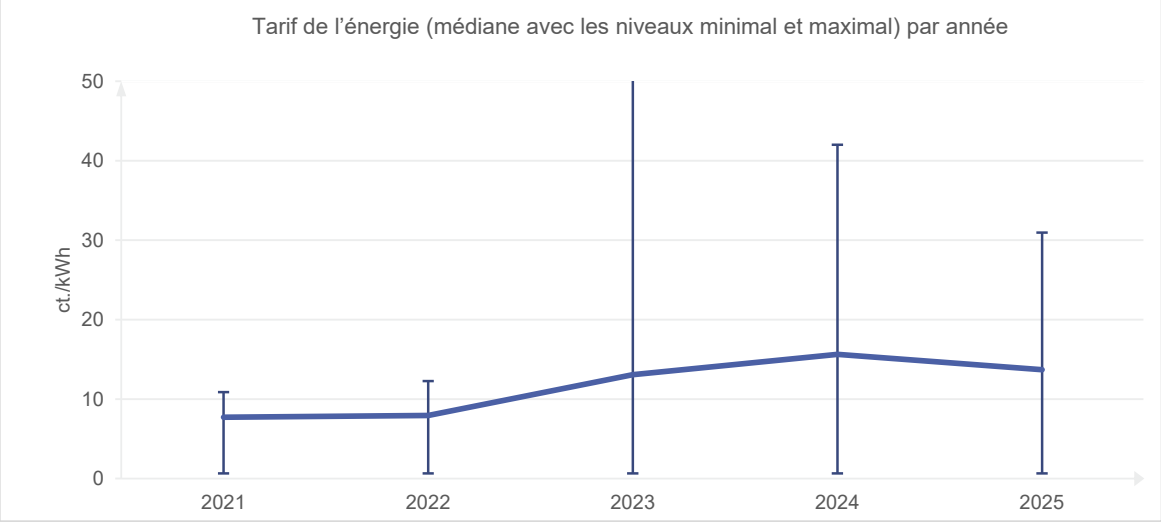

Figure 2 : évolution des tarifs (énergie, groupe de clients H4) en valeur médiane (ligne bleue) ainsi que niveaux minimal et maximal des années 2021 à 2025

La figure 2 montre clairement que la phase de prix élevés sur les marchés de gros a eu un fort impact sur le niveau des tarifs en valeur médiane, même si les dispositions légales en matière de tarification en retardent l'effet. Concrètement, les tarifs de l'énergie pour l'année suivante sont fixés dès la fin du mois d'août de l'année précédente et il est impossible de les réviser jusqu'à la fin de l'année tarifaire correspondante. En ce sens, l'EAE détermine les tarifs sur la base de sa planification des coûts, sachant qu'une grande partie de l'acquisition d'énergie pour l'année tarifaire correspondante s'effectue l'année précédente, avant la fixation des tarifs de l'énergie à la fin août. Compte tenu de l'acquisition anticipée, les hausses des prix de l'électricité sur le marché à terme n'apparaissent qu'avec un certain retard dans les tarifs de l'approvisionnement de base. La figure 2 présente en outre les différences dans les tarifs de l'énergie de l'approvisionnement de base. De manière effective, les tarifs de l'énergie des EAE ont oscillé entre 0,65 ct./kWh et 12,27 ct./kWh en 2022, entre 0,65 et 52,73 ct./kWh en 2023, entre 0,65 et 42 ct./kWh en 2024 et entre 0,65 et 30,96 ct./kWh en 2025. La figure 3 présente à titre complémentaire les tarifs globaux (y c. réseau et énergie pour le groupe de clients H4) de l'ensemble des EAE pour 2022 et 2023, les tarifs de l'année 2023 étant présentés en fonction du niveau atteint.

[2] Cf. la page Internet de l'ElCom sur les prix de l'électricité : www.prix-electricite.elcom.admin.ch/fr

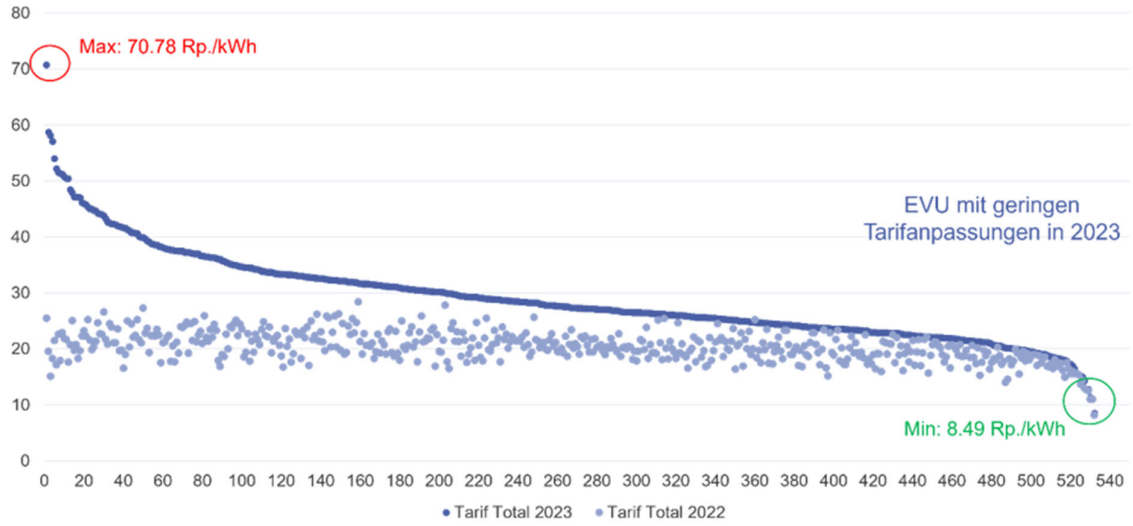

Figure 3 : tarifs globaux (énergie et réseau, groupe de clients H4) pour 2023 en comparaison avec 2022

Les tarifs de l'énergie d'une EAE dépendent ainsi largement de son portefeuille d'acquisition, et donc de la stratégie concrète mise en place en matière d'acquisition, cette dernière étant susceptible de varier en fonction de la taille et de la structure de l'EAE en question. En Suisse, 604 EAE étaient en activité en 2022. Elles assuraient l'approvisionnement de quelque 5,6 millions de destinataires de factures au total. Le secteur est très hétérogène : tandis que les grandes EAE assurent l'approvisionnement de plus de 300 000 consommateurs finaux, les EAE situées autour de la médiane comptent à peine 1650 clients finaux, et la plus petite seulement 23. Cette hétérogénéité se reflète également dans les formes juridiques d'organisation choisies par les gestionnaires de réseau : seulement 25 % des EAE sont des sociétés anonymes, contre environ 20 % de sociétés coopératives. Les 55 % restants sont soit des services communaux, soit des entreprises de droit public. Dans l'ensemble, la branche suisse de l'électricité reste principalement en mains publiques[3].

En pratique, la taille des EAE joue également un rôle dans les processus et stratégies d'acquisition. Pour l'année 2022, les gestionnaires de réseau ont déclaré un prélèvement d'électricité total d'environ 56,6 TWh. La part de soutirage des gestionnaires de réseau mesurée par rapport au soutirage total en Suisse reflète la répartition des propriétaires : les 100 plus grandes EAE fournissent 83 % de l'énergie soutirée, sachant que 44 % sont fournis par les 10 plus grandes EAE de Suisse. Les quelque 500 petits et très petits gestionnaires de réseau soutirent à peine 17 % de l'énergie utilisée par les consommateurs finaux.

L'impact de la date d'acquisition sera expliqué plus en détail au chapitre 1.4.

1.3 Influence de la promotion (indirecte) des énergies renouvelables sur l'approvisionnement de base

Lors de l'acquisition de l'énergie pour l'approvisionnement de base, les EAE doivent par ailleurs tenir compte d'aspects que le législateur a prévus pour encourager de manière indirecte la production et la distribution d'énergies renouvelables : d'une part les garanties d'origine (GO) et d'autre part l'obligation de reprendre l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelable.

En Suisse, une déclaration de qualité contraignante et complète s'applique à tous les consommateurs, quels que soient leurs besoins individuels en matière de transparence, à l'inverse des pratiques usuelles dans les États étrangers européens, où la déclaration de qualité au moyen de la GO n'a habituellement lieu qu'en cas de besoin particulier d'un consommateur final (sur une base volontaire). L'instauration de

[3] « L'ensemble du capital social (capital-actions, de sociétés coopératives ou de dotation) provient des pouvoirs publics à raison de 90,6 %, de l'économie privée à raison de 8,8 % et de l'étranger à raison de 0,6 %. » (Statistique suisse de l'électricité 2023, p. 41 s.)

cette règle en Suisse s'explique non seulement par une volonté de transparence quant à l'origine de l'électricité vis-à-vis du consommateur, mais aussi par l'approche incitative visée, la vente de GO offrant aux producteurs d'énergie renouvelable de potentiels revenus supplémentaires, au-delà des revenus générés par la vente d'énergie et du subventionnement au moyen, par exemple, de la rétribution unique. En effet, jusqu'à présent, de nombreuses EAE ont souvent défini dans leur approvisionnement de base des produits standard avec la qualité de l'énergie hydraulique suisse. Elles acquièrent, en plus de l'énergie, des GO pour la production hydraulique suisse afin de pouvoir procéder à la déclaration en conséquence. Un grand nombre d'EAE ne proposent par ailleurs pas de produits non standard affichant un degré de qualité alternatif, par exemple avec des GO (meilleur marché) pour la production d'électricité conventionnelle (p. ex. énergie nucléaire provenant de Suisse ou de l'étranger). De fait, les consommateurs relevant de l'approvisionnement de base n'ont donc d'autre choix que de soutenir une stratégie produit ou une stratégie portée sur les énergies renouvelables définie par leur EAE. Le nouveau cadre législatif imposera en outre dès 2026 des standards de qualité minimaux contraignants dans l'approvisionnement de base (part minimale d'énergies renouvelables suisses).

À plusieurs reprises, l'ElCom a mis en garde contre l'apparition de coûts supplémentaires (difficilement prévisibles) pour les consommateurs relevant de l'approvisionnement de base, tout en rappelant que selon elle, cette forme d'encouragement des énergies renouvelables est inefficace. De fait, la vente de GO ne profite pas spécifiquement aux nouvelles installations, mais dans une bien plus large mesure aux installations existantes, même si ces dernières ne sont plus tributaires d'un quelconque soutien (par exemple parce qu'elles ont déjà bénéficié d'instruments d'encouragement correspondants), ce qui génère essentiellement des effets d'aubaine.

Compte tenu de la rareté des GO, leurs prix ont eu une incidence notable pendant la période où les prix de gros de l'électricité étaient élevés. La sécheresse extrême de 2022 a conduit à ce que la production d'électricité à partir de la force hydraulique et le nombre de GO émises dans ce cadre soient exceptionnellement faibles cette année-là. Dès l'été 2022, seules quelques GO pour la production hydraulique suisse étaient encore disponibles sur le marché : les prix des GO ont donc parfois massivement augmenté, ce qui, avec les prix élevés de l'électricité, a encore davantage pénalisé les consommateurs finaux, tant sur le marché libre que dans l'approvisionnement de base. Du fait d'une transparence insuffisante dans la formation des prix des GO ainsi que d'un manque de liquidités et de représentativité des plateformes de négoce des GO, il est difficile pour l'ElCom de comprendre les prix des GO, ce qui s'avère extrêmement problématique, en particulier lorsque les prix sont élevés et que l'impact potentiel sur les tarifs est significatif. En 2022, le prix des garanties d'origine pour la production hydraulique s'est par exemple envolé par rapport à ceux observés en 2020 et 2021, ce qui, en fonction de la stratégie d'acquisition des EAE, a pu avoir une incidence notable sur les tarifs de l'énergie et grever le budget des consommateurs relevant de l'approvisionnement de base.

Durant cette période de montée en flèche des prix des GO, l'ElCom avait encouragé les EAE à ne pas acquérir à tout prix des GO indigènes pour la production hydraulique pour leurs produits standard dans le cadre de l'approvisionnement de base s'il était nécessaire de procéder à des acquisitions complémentaires[4]. L'ElCom a justifié sa position par l'obligation qu'ont les EAE de fournir à leurs consommateurs finaux de l'énergie à des tarifs équitables. Il faut partir du principe qu'une grande partie des consommateurs finaux ne sont que peu disposés à payer plus dans le seul but d'acheter une électricité de meilleure qualité, notamment dans le contexte de la forte augmentation des prix de l'énergie. L'ElCom a donc rappelé la possibilité d'utiliser des garanties d'origine suisses ou étrangères alternatives, ou encore des garanties de remplacement, auquel cas les consommateurs finaux doivent être informés du changement exceptionnel de la qualité du produit.

Pour l'énergie renouvelable produite localement, le gestionnaire de réseau est de surcroît soumis à une obligation de reprise et de rémunération. La rémunération doit en principe être convenue par contrat entre le gestionnaire de réseau et le producteur. Si ces derniers ne parviennent pas à s'accorder, la

[4] Cf. www.elcom.admin.ch > Communications > Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de base et l'approvisionnement de remplacement ainsi que sur la rétribution de reprise de l'électricité

rémunération de l’électricité issue d’énergies renouvelables est basée sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente. Étant donné que pour la plupart des EAE, les coûts d’acquisition ont augmenté de manière significative en raison des prix de gros, les rétributions de reprise de l’électricité injectée de manière décentralisée ont également été revues à la hausse, sachant que comme pour les acquisitions sur le marché, les coûts correspondants ont été pris en compte à des niveaux eux aussi élevés dans les tarifs de l’approvisionnement de base. Pour les clients relevant de l’approvisionnement de base qui disposent d’une production décentralisée et injectent l’énergie dans le réseau de leur gestionnaire, la hausse des rétributions de reprise de l’électricité a permis à de nombreux endroits de « compenser » l’augmentation des tarifs de l’énergie, puisque ces clients ont également bénéficié de prix de marché plus élevés en tant que producteurs. Pour les clients relevant de l’approvisionnement de base qui ne sont pas producteurs, en revanche, les rétributions de reprise de l’électricité axées sur les prix de marché de leur EAE ont eu le même effet que l’augmentation des prix pour les acquisitions effectuées sur le marché dans le portefeuille de leur EAE, ce qui n’a permis aucune compensation.

1.4 Rôle de la stratégie et de la date d’acquisition

La vitesse à laquelle et la mesure dans laquelle les modifications des prix de gros se répercutent sur les tarifs de l’énergie dans l’approvisionnement de base dépendent de la stratégie d’acquisition concrète d’une EAE, ce qui inclut la date d’acquisition, mais aussi la fréquence d’acquisition, le fractionnement en tranches ainsi que le délai d’acquisition. Pour les EAE, les modalités de structuration des acquisitions peuvent engendrer des coûts spécifiques différents pour la même année tarifaire. Pour illustrer ces effets, l’ElCom a simulé les répercussions théoriques de différentes stratégies d’acquisition. Les résultats de ces simulations sont notamment importants pour le débat sur le regard critique à porter sur les coûts d’acquisition exceptionnellement élevés supportés par une EAE au regard de l’adéquation des tarifs.

À cet effet, il s’agit dans un premier temps de comparer les stratégies d’acquisition à long et court terme. De manière concrète, les simulations prennent en compte des stratégies misant sur un délai d’acquisition allant de un à trois ans (achat jusqu’à la fin août de l’année précédant une année tarifaire). Ces stratégies sont représentées à la figure 4. Elles sont également comparées, en complément, avec l’évolution du prix du marché spot. Pour des raisons de simplification, la simulation portant sur plusieurs années repose sur l’hypothèse que l’acquisition est répartie uniformément sur la période correspondante comprise entre un et trois ans, par tranches.

La figure 4 montre qu’en cas d’évolution stable des prix de gros, comme c’était le cas pendant plusieurs années avant l’automne 2021, il n’y a guère de différences dans les coûts d’acquisition entre les différentes stratégies. De 2014 à 2021, les prix évoluent globalement de façon semblable pour les acquisitions à un, deux ou trois ans. Des différences apparaissent en revanche lorsque certaines années, des fluctuations importantes de prix se produisent, à l’image de la situation observée principalement en 2022. La crise fait émerger des divergences entre les différentes stratégies. Les stratégies d’acquisition à long terme permettent de mieux absorber les variations ; en effet, pour les années tarifaires 2023 et 2024, les courbes de prix correspondant aux stratégies à un horizon de deux et trois ans se situent nettement en dessous de celle correspondant à la stratégie à un horizon de un an.

Avec une stratégie d’acquisition à plus long terme, les fluctuations de prix se répercutent de manière moins marquée sur les coûts d’acquisition. En d’autres termes, la stratégie d’acquisition à plus long terme a un effet « lissant » sur les coûts d’acquisition et, partant, les tarifs.

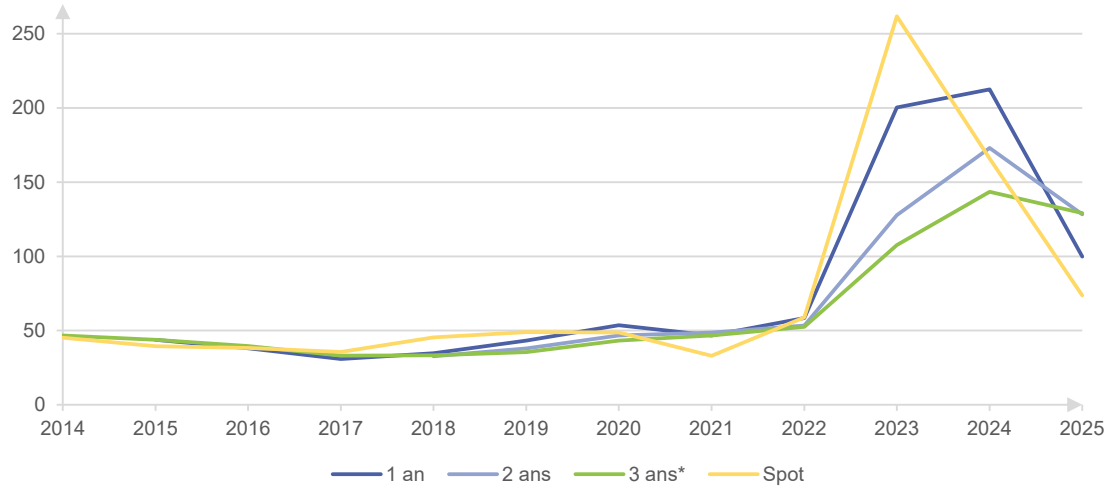

Figure 4: coûts moyens d'acquisition de produits annuels de base pour les années de livraison comprises entre 2014 et 2025, avec des achats effectués 1, 2 ou 3 ans à l'avance et sur le marché spot[5]

La figure 4 montre néanmoins aussi que pour ces stratégies axées sur le long terme, l'impact est de plus longue durée : en effet, en 2023 et 2024, la stratégie d'acquisition à un an présente une augmentation extrêmement brusque des prix par rapport aux stratégies axées sur un horizon de deux ou trois ans. Elle intègre toutefois également plus rapidement les réductions de prix que les stratégies axées sur le long terme, qui se caractérisent par une atténuation plus lente des prix. Pour l'année tarifaire 2025, les coûts d'acquisition sont donc les plus faibles avec une stratégie d'acquisition à un an (ils seraient encore moins élevés avec une acquisition uniquement réalisée sur le marché spot).

Au-delà du délai d'acquisition, la date précise d'acquisition joue également un rôle important en pratique. En cas de prix volatils, il existe un risque d'acquisition juste au moment d'une hausse exceptionnelle fortuite des prix de gros. Un gestionnaire de réseau peut par conséquent décider de ne pas acheter son énergie uniquement sur un horizon à long terme, mais de réaliser l'acquisition en plusieurs tranches. La figure 5 présente les répercussions de stratégies de ce type. Elle indique la fourchette et la valeur moyenne des coûts d'acquisition sur un horizon d'approvisionnement à un, deux ou trois ans avec à chaque fois une tranche annuelle ainsi qu'avec un approvisionnement mensuel (un jour systématiquement choisi de manière aléatoire). Le graphique montre qu'une acquisition échelonnée réduit principalement la fourchette des coûts possibles. Dans la simulation avec les données de prix effectives, une répartition de l'acquisition annuelle en tranches mensuelles réduit significativement le risque lié à un prix de gros élevé ou faible un jour donné.

Les simulations montrent qu'en pratique, une acquisition structurée peut revêtir différentes formes, les coûts d'acquisition qui en résultent pouvant également varier. En cas de faibles fluctuations de prix, la structure des acquisitions revêt une importance secondaire. En cas de fortes fluctuations de prix, en revanche, le type d'acquisition a un impact important sur les coûts d'acquisition et, en conséquence, sur les tarifs appliqués aux consommateurs finaux.

[5] Sur la base des prix de règlement EEX
* = La plupart du temps, l'horizon d'acquisition « 3 ans » n'est pas entièrement disponible à la Bourse européenne de l'énergie EEX : l'indication correspond donc au plus grand horizon possible.

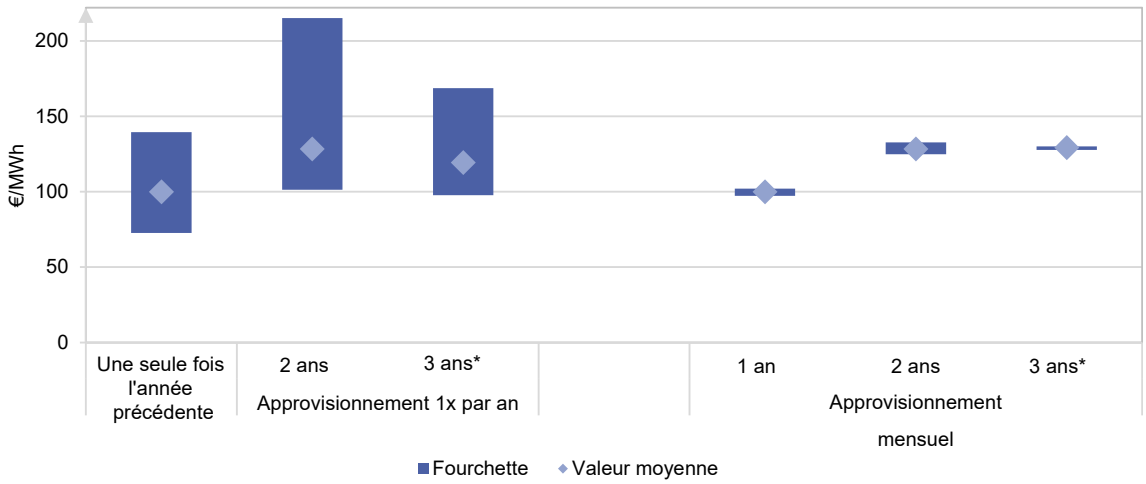

Figure 5 : fourchette des coûts simulés avec différentes stratégies d'acquisition pour l'année 2025[6]

2 Activités de l'ElCom pendant la crise

2.1 Vue d'ensemble

L'ElCom surveille et examine, en cas de soupçon, les coûts imputables et les tarifs applicables à l'énergie. Dans les cas d'espèce, elle procède à des enquêtes pour déterminer si les coûts invoqués et sur lesquels reposent les tarifs sont imputables et si leur montant est justifié. Elle peut ordonner une réduction ou interdire une augmentation[7]. Il est important de souligner que l'ElCom n'approuve pas de tarif, la tarification étant du ressort des gestionnaires de réseau. Le législateur a accordé à ces derniers une grande marge de manœuvre tant que le respect des dispositions légales relatives à l'approvisionnement en électricité est garanti[8].

Les bases légales fixent les orientations du travail de l'ElCom dans le domaine de la tarification : l'ElCom apporte des corrections aux tarifs s'ils ne sont pas conformes à la loi, mais elle n'est pas habilitée à procéder à des corrections en présence de tarifs globalement élevés. Elle a néanmoins pris des mesures de portée générale d'une part tout en menant des enquêtes spécifiques d'autre part : dans une optique de baisse des tarifs, l'ElCom a renforcé les règles applicables aux bénéfices dans la distribution (cf. la « règle des 60 francs »). Elle a également édicté une directive sur la communication de la modification des tarifs pour garantir une information suffisante et cohérente des parties concernées. Par ailleurs, l'ElCom a répondu à plus de 1000 demandes en 2022 et à près de 1000 en 2023 qui portaient principalement sur les tarifs élevés, avec des EAE qui se renseignaient également sur les possibilités de soulager leurs clients[9]. Après examen des documents tarifaires soumis, l'ElCom a pu ordonner une baisse des tarifs dans certains cas, par exemple en cas de mauvaise facturation des coûts de mesure.

Enfin, l'ElCom a examiné les bases tarifaires de plus de 100 entreprises, ce qui a donné lieu à trois enquêtes portant sur plus de 30 entreprises. Les résultats de ces enquêtes sont présentés au chapitre 2.3.

[6] Sur la base des prix de règlement EEX avec une répartition uniforme des acquisitions jusqu'à la remise des tarifs à la fin août
* = La plupart du temps, l'horizon d'acquisition « 3 ans » n'est pas entièrement disponible à la Bourse européenne de l'énergie EEX : l'indication correspond donc au plus grand horizon possible.

[7] Art. 22, al. 2, LApEl

[8] Art. 6 LApEl

[9] La communication de l'ElCom du 14 décembre 2023 présente des variantes en ce sens.

2.2 Mesures de portée générale

2.2.1 Baisse des coûts appropriés dans la distribution d'énergie

Les tarifs de l'énergie dans l'approvisionnement de base englobent également des coûts administratifs et des coûts de vente supportés par les EAE. Dans ce contexte, des coûts liés au capital nécessaire peuvent en outre apparaître, ce qui donne lieu, via la rémunération des fonds propres, à un bénéfice comptable pour la distribution de l'énergie. Pour vérifier que les tarifs de l'énergie étaient appropriés, l'ElCom appliquait depuis 2020 la « règle des 75 francs » (jusqu'au 31 décembre 2019 : « règle des 95 francs »). Cette règle met en relation d'un côté les coûts de gestion (coûts administratifs, coûts de vente, et autres coûts) et le bénéfice dans le domaine de l'énergie, et de l'autre les destinataires de factures. Tant que cette valeur était inférieure ou égale à 75 francs par destinataire de facture, l'ElCom considérait que ces coûts et ce bénéfice n'étaient, en principe, pas inappropriés et ne procédait à aucun examen plus poussé, notamment dans un souci d'efficacité. La valeur correspondante constitue donc un critère d'intervention.

L'ElCom analyse régulièrement les coûts et les bénéfices dans le domaine de l'énergie et vérifie que les valeurs limites en vigueur conduisent à des tarifs qui restent équitables au sens de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Si des évolutions de nature organisationnelle et technique ainsi que la mise à profit d'économies d'échelle et d'effets d'apprentissage permettent de baisser les coûts dans le temps, il est également possible de revoir la valeur limite à la baisse afin que le niveau du critère d'intervention n'engendre pas des bénéfices trop élevés considérés comme inappropriés. En 2022, l'ElCom a réexaminé cette valeur limite. Dans le cadre de son analyse, l'ElCom s'est fondée sur les données de l'exercice 2020, transmises par les gestionnaires de réseau dans leurs fichiers de comptabilité analytique des tarifs 2022. Sur cette base, l'ElCom a décidé de modifier les valeurs limites de la règle des 75 francs et de faire passer la valeur inférieure de 75 à 60 francs par destinataire de facture. Cela signifie que dorénavant, les valeurs individuelles des gestionnaires de réseau ne dépassant pas les 60 francs ne sont pas considérées comme inappropriées. Les gestionnaires de réseau peuvent néanmoins continuer à faire valoir des coûts plus élevés s'ils sont en mesure de les justifier. De surcroît, le montant maximal imputable est à présent fixé à 100 francs par destinataire de facture. Cette valeur limite s'élevait auparavant à 120 francs. Les nouvelles valeurs limites sont en vigueur depuis le 1er janvier 2024.

Certes, l'abaissement des valeurs limites ne contraint pas nécessairement les EAE à diminuer en parallèle les coûts affichés pour la gestion administrative et la vente, bénéfices inclus. Néanmoins, comme de nombreuses EAE présentent en pratique des coûts avoisinant la valeur limite tout en restant inférieurs à celle-ci, il est possible de supposer que l'abaissement des valeurs limites fera également baisser les coûts imputés à un certain nombre de consommateurs dans des proportions similaires. De fait, pour l'année tarifaire 2022, plus des deux tiers des EAE ont fait état de coûts de gestion (coûts administratifs et coûts de vente), bénéfices inclus, compris entre 60 et 75 francs par destinataire de facture. Aucun lien direct n'a été établi entre l'abaissement des valeurs limites et la hausse des prix sur les marchés de l'électricité. Malgré tout, cette baisse est intervenue pendant la période d'augmentation des tarifs de l'énergie, ce qui a permis d'en atténuer les effets pour les consommateurs finaux.

2.2.2 Directive sur la communication tarifaire

L'ElCom a reçu beaucoup de demandes laissant apparaître que les consommateurs finaux se sentaient trop peu informés sur les raisons des hausses de tarif. Dans un premier temps, l'ElCom a étoffé son site Internet en intégrant un document consacré aux questions fréquentes sur la hausse des tarifs de l'électricité et en ajoutant une vidéo explicative[10]. Il incombe toutefois aux gestionnaires de réseau de garantir l'information sur leurs différents tarifs, principalement en vertu de l'art. 4*b*, al. 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, selon lequel le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de justifier, pour ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base, la hausse ou la baisse des tarifs de l'électricité. Cette disposition prévoit que la justification indique les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse.

[10] La page de l'ElCom sur les questions fréquentes continue de proposer ces informations mises à jour.

Jusqu'à présent, la communication de la modification des tarifs variait considérablement selon les gestionnaires de réseau, autant sur la forme que sur le fond. Les nombreuses réactions de consommateurs ont également montré que dans de nombreux cas, la communication était insuffisante ou n'était pas claire. L'ElCom a donc édicté la directive 4/2024, qui fixe des exigences minimales applicables à toutes les EAE pour la communication de la modification des tarifs et de sa justification. La disposition en question vise à garantir la transparence de la tarification dans un domaine monopolistique, ce qui permet aux consommateurs finaux de garder un certain « contrôle ». Cela suppose que les consommateurs finaux soient directement informés de l'augmentation ou de la baisse des prix et de leur justification.

La directive prévoit donc que le gestionnaire de réseau envoie jusqu'au 30 novembre une communication écrite informant les consommateurs finaux de la modification des tarifs et la justifiant, soit par courrier séparé, soit en annexe de la facture ou en mentionnant l'information sur cette dernière (pour autant que le gestionnaire de réseau ne communique pas exclusivement par voie électronique avec les consommateurs finaux). Toutefois, si cette communication n'est envoyée qu'après le 31 août, le gestionnaire du réseau de distribution doit, déjà avant cette date, publier toutes les informations sur son site Internet, à la même page que les tarifs. Étant donné que la communication écrite doit intervenir jusqu'à la fin novembre seulement, les EAE peuvent l'effectuer dans le cadre de l'envoi des factures, ce qui permet de réduire la charge de travail liée à la transmission.

D'une part, la communication doit comprendre la modification en pourcentage de l'ensemble des coûts enregistrés dans les tarifs pour les composantes tarifaires du réseau et de l'énergie. D'autre part, elle doit contenir la modification en pourcentage des différentes composantes tarifaires (composantes de base, de puissance et de travail) pour le tarif et le tarif pour clients professionnels les plus appliqués dans la zone de desserte. De plus, la justification, qui doit être formulée de manière simple et compréhensible, doit comprendre toutes les modifications de coûts qui ont un impact sur la modification des composantes tarifaires. Les autres facteurs importants et les décisions stratégiques qui ont une incidence sur les coûts ou la modification des tarifs doivent également être expliqués.

2.3 Enquêtes spécifiques de l'ElCom

2.3.1 Enquêtes préliminaires et bases

En 2022 et 2023, l'ElCom a soumis plus de 100 gestionnaires de réseau à une enquête préliminaire en lien avec les tarifs de l'énergie sur la base du nombre de réclamations reçues, du niveau de tarif pratiqué et de l'importance de ces acteurs sur le plan économique. Ces analyses ont couvert environ 80 % des destinataires de factures et de l'énergie fournie. Les enquêtes préliminaires ont parfois donné lieu à des clarifications[11] et dans certains cas à une correction à la baisse des tarifs de l'énergie. Pour une trentaine de gestionnaires de réseau au total, des investigations approfondies ont ensuite été menées au sujet des activités concrètes d'acquisition dans le domaine de l'énergie : ces enquêtes, qui se sont déroulées en 2023 et 2024, ont porté sur la méthode du prix moyen selon l'art. 6, al. 5, LApEl ou la priorisation visée à l'art. 6, al. 5bis, LApEl auprès d'entreprises présentant des tarifs de l'énergie et des coûts d'acquisition élevés considérés comme inappropriés, ainsi que sur des acquisitions réalisées en interne au sein d'un groupe auprès de petites entreprises et d'entreprises de plus grande taille, compte tenu des différences de tarif constatées avec des EAE voisines dans la même région.

2.3.2 Enquêtes sur la méthode du prix moyen et la priorisation selon l'art. 6, al. 5bis, LApEl

Pour la tarification de l'électricité, les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau conformément à l'art. 6, al. 5, LApEl. Cela signifie que les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base doivent participer aux bons résultats de leur gestionnaire de réseau en matière d'acquisition. C'est sur cette base que l'ElCom a établi la « méthode du prix moyen » : les coûts imputables aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base sont définis à partir du prix moyen correspondant à l'acquisition de l'ensemble du portefeuille aussi bien pour les clients captifs que

[11] À titre d'exemple, à propos de déclarations erronées ainsi que d'indications de coûts et de tarifs confuses.

pour les clients libres. Il en va de même pour l'énergie provenant de la production propre de l'EAE : celle-ci doit également être intégrée dans le portefeuille global, au coût de revient d'une production performante.

Toutefois, le législateur a accordé aux gestionnaires de réseau de distribution le droit de déroger à la méthode du prix moyen de l'ElCom et de vendre en priorité, dans l'approvisionnement de base, leur production indigène (propre ou acquise auprès de tiers) issue d'énergies renouvelables (art. 6, al. 5bis, LApEl). Pendant la période durant laquelle les prix du marché étaient relativement bas, cette dérogation permettait aux gestionnaires d'un réseau de distribution de vendre leur propre production dont le coût de revient était élevé aux consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base (« priorisation »).

Cette situation a divers effets. Tout d'abord, les entreprises dont la part de production propre est élevée sont incitées à appliquer la priorisation telle qu'elle est définie à l'art. 6, al. 5bis, LApEl dans une optique d'optimisation : si les coûts de revient de la production propre sont supérieurs aux prix de marché, il est possible d'intégrer ces coûts dans les tarifs de l'approvisionnement de base. À l'inverse, les gestionnaires de réseau avaient la possibilité de ne pas opter pour la priorisation et d'intégrer de plus en plus d'électricité à des prix de marché dans leur portefeuille. Du fait de la non-priorisation pendant la période de prix élevés, il y avait lieu de craindre que les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base doivent supporter la hausse des coûts d'acquisition liés à l'intégralité du portefeuille énergétique. Une situation qui induit en somme l'augmentation des tarifs dans l'approvisionnement de base, car proportionnellement, les consommateurs finaux relevant de cette catégorie supportent une plus large part de la hausse des prix du marché au lieu de bénéficier de coûts de revient plus faibles.

Bien que la loi autorise la non-priorisation au profit de l'optimisation, les EAE sont tenues de justifier en toute transparence l'augmentation des tarifs et le changement de priorité vis-à-vis de leurs clients. En 2023 et 2024, l'ElCom a examiné respectivement dix et douze cas associés à un changement de priorité pour savoir si les EAE correspondantes en avaient tenu compte dans leur communication. La plupart des EAE qui avaient d'abord indiqué à l'ElCom qu'elles souhaitaient changer de priorité ont finalement répondu que les informations fournies initialement étaient erronées et qu'elles n'avaient pas l'intention de changer de méthode (2022 : 8 ; 2023 : 12). En revanche, deux entreprises qui ont confirmé le changement de méthode en 2023 ont été invitées à le communiquer et à prouver la mise en œuvre de la communication de l'ElCom.

En 2024, l'ElCom a en outre vérifié si les EAE avaient apporté des modifications aux priorités depuis que les coûts planifiés servaient de base tarifaire pour calculer les coûts réels ultérieurs. L'ElCom estime qu'une telle adaptation a posteriori dans le sens d'une optimisation au détriment des clients relevant de l'approvisionnement de base n'est pas conforme à la loi. La modification a posteriori de la stratégie à des fins d'optimisation des bénéfices irait notamment à l'encontre du principe d'une tarification équitable (art. 6, al. 1, LApEl). Les clarifications à visée préventive menées par l'ElCom ont finalement montré qu'il n'y avait dans l'ensemble pas de changement entre situation théorique et réelle, sachant que jusqu'à la publication de ce rapport, les clarifications se poursuivent pour une EAE. Certaines EAE ont au contraire profité de la priorisation au coût de revient pour réduire les tarifs et donc la charge pour les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base.

2.3.3 Contrôles portant sur les acquisitions

2.3.3.1 Structure et procédure

Selon l'art. 6, al. 1, LApEl, les tarifs de l'électricité doivent être « équitables » pour les consommateurs captifs et les autres consommateurs finaux qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau. La loi ne définit pas explicitement ce que l'on entend par tarifs « équitables ». L'ElCom interprète la volonté du législateur comme la nécessité de veiller à ce que pour la part correspondant à la fourniture d'énergie, les tarifs soient en phase avec les coûts réels d'acquisition de l'énergie[12].

[12] Décision 211-00300 de l'ElCom du 11 novembre 2023, ch. marg. 48 ss (en allemand).

Dans le cadre de la réglementation « Cost Plus » en vigueur, le caractère équitable des tarifs implique que l'on ne fasse pas valoir plus de coûts que ceux réellement engagés. Des tarifs équitables s'appliquent donc lorsque les prix payés dans le cadre de contrats d'achat à court et long terme sont également équitables. Si les prix sont appropriés, cela signifie qu'un gestionnaire de réseau comparable ayant accès au marché aurait payé un prix similaire à la même date pour une quantité d'énergie équivalente. De plus, tous les fournisseurs de l'approvisionnement de base doivent définir des processus, procédures et règles garantissant que les processus d'acquisition et la gestion des risques correspondants débouchent dans l'ensemble sur des tarifs de l'énergie équitables au sens de la LApEl, ce qui peut inclure des réglementations portant sur les prix de facturation au sein des EAE associées[13].

La figure 6 présente une vue d'ensemble des sujets ayant donné lieu à des examens ou des demandes d'informations complémentaires pour les entreprises ayant fait l'objet de contrôles.

Gestion des acquisitions	Stratégie d'acquisition	Acquisition	Mesures correctives
• Directives • Règlements • Prescriptions • Responsabilités et compétences • Gestion des risques • Mesures de contrôle internes et révision interne • Règles relatives à l'indépendance en matière d'acquisition	• Définition de la date, du montant et de la quantité • Exigence en matière de fourchette de risques et budget max. • Modalités des contrats-cadres et de la fourniture • Règles concernant les acquisitions au sein d'un groupe	• Appels d'offres / offres • Adjudication : date, montant et quantité • Modalités de la fourniture et des contrats au cas par cas • Changement de fournisseur • Dispositions contractuelles particulières • Modifications de contrat • Gestion des acquisitions complémentaires	• Analyse a posteriori des processus et des contrats • Déduction de mesures correctives • Processus d'adaptation de la stratégie, de la gestion et des acquisitions • Mesures de réduction des tarifs

Figure 6 : vue d'ensemble des thématiques sur lesquelles ont porté les questions[14] au cours des enquêtes

Pour le contrôle des processus d'acquisition, une liste de questions portant sur la gestion des acquisitions, la stratégie d'acquisition, les aspects liés aux acquisitions en elles-mêmes et le recours à des mesures correctives ultérieures le cas échéant a été envoyée aux EAE (cf. figure 6). En plus des questions, différents justificatifs ont été demandés, comme les courbes de charge, des informations détaillées sur les transactions, quantités et coûts d'acquisition, les contrats, les directives internes, les documents relatifs aux processus ainsi que les stratégies en matière de risque. Outre les informations sollicitées sur la stratégie et la gestion des acquisitions ainsi que sur les acquisitions en elles-mêmes, il s'agissait de déterminer si les entreprises avaient pris des mesures en réaction aux événements survenus en 2021 et 2022 et la portée de celles-ci.

La collecte des renseignements a eu lieu à l'automne 2023, et l'enquête proprement dite a débuté en janvier 2024. Pour l'analyse et l'examen, une procédure standard a été définie avec des listes de points à contrôler visant à garantir une évaluation cohérente des documentations volumineuses fournies par les entreprises concernées. Les EAE contactées se sont montrées coopératives et ont transmis les réponses et documents requis. La majorité des procédures de clarification ont pu être closes. Dans un seul cas, les investigations se poursuivent à l'heure de la publication de ce rapport, compte tenu de différentes prolongations de délai intervenues dans le cadre de l'échange d'écritures.

[13] En Suisse, on observe souvent une imbrication entre les producteurs et les distributeurs via des participations directes ou indirectes et des contrats de partenariat.

[14] Notamment sur l'existence et le respect de stratégies et de règles, par exemple pour savoir si plusieurs offres sont demandées lors des différentes acquisitions.

2.3.3.2 Acquisitions pour les entreprises ayant affiché des hausses de prix exceptionnellement importantes

Une série d'EAE ont présenté pour l'année tarifaire 2023 des hausses des tarifs de l'énergie exceptionnellement importantes dans le cadre de l'approvisionnement de base. Tandis que le tarif médian était de 13,08 ct./kWh, le tarif le plus élevé s'établissait à 52,73 ct./kWh. L'ElCom a mené une enquête approfondie auprès de douze EAE au total, celles-ci ayant connu une augmentation particulièrement significative des prix (plus de 100 % de hausse des tarifs de l'énergie ou 150 % de hausse des tarifs globaux par rapport à l'année précédente) et/ou ayant fait l'objet d'un nombre extrêmement important de réclamations[15]. L'objectif était de savoir comment ces augmentations tarifaires étaient justifiées et si l'acquisition s'était déroulée de manière à garantir des tarifs équitables au sens de la loi.

L'enquête a principalement porté sur les règles et les procédures en vigueur, la gestion des risques, les contrats d'acquisition correspondants et les mesures prises à la suite de la crise. Par ailleurs, le respect des exigences relatives à la déclaration de la comptabilité analytique et au bénéfice dans la distribution a été vérifié. L'évolution et le montant des tarifs avant la crise, au cours de l'année tarifaire 2023 considérée et en 2024 ont également été examinés.

Une partie des EAE considérées (cinq entreprises) sont des sociétés coopératives de taille restreinte à but non lucratif dont la gestion incombe en général à des personnes qui s'acquittent de cette tâche à titre accessoire, les membres de l'organe de direction ayant plus ou moins d'expérience avec le marché de l'électricité. L'une des entreprises est une société anonyme indépendante avec des actions appartenant à 100 % aux communes qu'elle approvisionne en énergie. Toutes les autres EAE sont des services communaux. Les déclarations émanant des entreprises ayant été soumises à l'examen n'ont globalement pas fait ressortir d'anomalies en ce qui concerne les postes de coûts : le contrôle concernant les bénéfices admis dans le domaine de la distribution d'énergie, l'utilisation des taux d'intérêt corrects et l'attribution des coûts n'ont pas donné de résultats préoccupants. Aucune anomalie n'a du reste été constatée concernant les données de prix soumises et les comparaisons avec les données de marché correspondantes. En somme, les entreprises passées en revue ont respecté les dispositions légales et les exigences fixées dans les directives de l'ElCom.

Certaines EAE sont bien organisées sous l'angle des acquisitions. Les responsabilités et les rôles sont définis et documentés, et les acquisitions sont également gérées au plus haut niveau de direction de l'entreprise, en fonction de leur importance par rapport aux coûts et des risques inhérents en la matière. Les organes concernés correspondent, selon l'échelon, respectivement au conseil d'administration et à la direction pour les sociétés de capitaux, au comité de direction et à la direction pour les sociétés coopératives, et à la commission de l'énergie au sein de laquelle siègent des conseillères et conseillers communaux pour les entreprises d'approvisionnement appartenant à des communes ou gérées par celles-ci. Il est important de noter que s'il est possible de déléguer les travaux liés aux acquisitions aussi bien à l'interne qu'à l'externe, la responsabilité de cette activité reste aux mains des organes susmentionnés.

Dans tous les cas relevant de l'enquête en question, les responsabilités sont régies selon ces modalités. Souvent, néanmoins, les responsabilités ne sont pas consignées par écrit, il manque une réglementation des compétences, le cahier des charges ou des règlements équivalents, et les processus sont peu formalisés et documentés par écrit. Dans l'ensemble, cependant, les responsabilités et les compétences ainsi que les processus correspondants semblent fonctionner sans documentation écrite explicite ou sur la base de règlements communaux d'ordre général.

Pour que les organes responsables puissent prendre des décisions étayées, ceux-ci et/ou les services chargés de la préparation des dossiers doivent posséder les connaissances nécessaires sur les sujets en question. Si les ressources correspondantes ne peuvent ou ne doivent pas être mises à disposition au sein de l'entreprise d'approvisionnement elle-même, il convient de faire appel à un prestataire externe. Certaines EAE ont externalisé toute la partie concernant la gestion, tandis que d'autres confient

[15] Page Internet sur les prix de l'électricité, données pour l'année tarifaire 2023

différentes tâches opérationnelles, comme les acquisitions, la tarification, le reporting, etc., à des prestataires. D'autres encore ont externalisé les acquisitions en ayant recours à des contrats d'approvisionnement complet.

Les acquisitions devraient faire l'objet de discussions en amont au sein des organes compétents, l'objectif étant d'aborder les avantages, les inconvénients et les risques inhérents à chaque option, afin de décider de l'approche à adopter sur le long terme. Il est nécessaire de s'appuyer sur une stratégie d'acquisition qui ne définisse pas seulement le type d'acquisitions et leur structure, mais qui spécifie également les conditions-cadres acceptables telles que les fourchettes de coûts, le calendrier propice, les connaissances nécessaires, la fréquence et les flux d'information appropriés ainsi que les plans de crise. De telles conditions peuvent par exemple englober une dérogation aux règles dans certains cas particuliers ou des réunions de crise prenant la forme de réunions extraordinaires du conseil d'administration ou de la commission compétente. La stratégie devrait être adoptée par le conseil d'administration ou un organe équivalent.

La présente enquête a toutefois également montré que toutes les EAE considérées ne disposaient pas d'une stratégie d'acquisition formalisée. Parfois, la stratégie se résumait en une exigence : avoir acquis l'énergie jusqu'à la fin du mois d'août, dans le respect des statuts, et veiller à ce que l'électricité dont les habitants de la zone de desserte ont besoin leur soit fournie chaque année. Traditionnellement, de nombreux gestionnaires de réseau ont concentré leurs compétences sur l'exploitation du réseau et ont réglé les activités liées au négoce d'énergie, un domaine historiquement stable et fiable, par le recours à l'approvisionnement complet : l'électricité était achetée à un prix fixe sans restriction de quantité, ce qui garantissait une bonne prédictibilité des tarifs et était peu risqué durant toutes les années où le marché de l'électricité était en principe stable (cf. aussi le chap. 1.1).

Cette stratégie d'acquisition présentait des risques particulièrement importants en 2022 et a pu engendrer des hausses exceptionnellement importantes des coûts d'acquisition, en fonction de la date d'acquisition. Plusieurs des EAE passées en revue ont vu les contrats de ce type qu'elles avaient conclus arriver à échéance à la fin 2021. La période de renouvellement est donc tombée exactement pendant la période de prix élevés du printemps 2022. À ce moment-là, non seulement les prix de gros étaient extrêmement élevés, mais il y avait aussi peu de liquidités sur le marché, ce qui signifie que l'offre était également restreinte. Certaines EAE ont choisi de reporter leurs acquisitions dans l'espoir que les prix baissent. Pour les EAE concernées, la conclusion de nouveaux contrats d'acquisition a potentiellement coïncidé avec une période de prix de gros exceptionnellement élevés pendant l'été 2022 (cf. figure 1), en particulier pour les deux premiers trimestres de l'année tarifaire 2024.

Ce phénomène s'est notamment accentué pour les EAE dont les statuts ou les règlements communaux exigent explicitement que l'intégralité de l'électricité soit achetée jusqu'à la publication des tarifs de l'année correspondante (c'est-à-dire jusqu'au 31 août). Afin de respecter des exigences internes de cette nature, des EAE n'ont pas attendu au-delà de l'été 2022 pour procéder à l'achat et ont conclu leurs contrats à la fin août, juste au moment où les prix de gros avaient atteint un niveau record, bien que le cadre juridique et réglementaire (LApEl ou directives de l'ElCom) n'impose pas de telles conditions pour la conclusion de contrats d'acquisition d'énergie. Autrement dit, à cette date, toutes les EAE étaient libres de continuer à attendre en vue de procéder ultérieurement à tout ou partie des acquisitions. La LApEl impose simplement que les tarifs pour l'année suivante soient publiés au plus tard le 31 août.

Compte tenu de l'évolution exceptionnelle des prix précisément à l'été 2022 et surtout de l'offre à l'évidence insuffisante sur le marché, une acquisition ultérieure ou répartie en plusieurs tranches se serait dans tous les cas avérée judicieuse. En prévoyant des articles à actionner spécifiquement en cas de crise dans les statuts ou d'autres mécanismes garantissant une plus grande flexibilité dans les situations extraordinaires, les EAE auraient probablement pu déroger à leurs directives internes rigides.

Pendant la période durant laquelle les prix du marché étaient élevés, certains gestionnaires de réseau ont décidé d'acheter à court terme la quantité restante à livrer, sur le marché spot, au lieu de le faire en avance, notamment pour les deux premiers trimestres de l'année tarifaire 2023. C'est le choix qu'a fait

l'une des entreprises ayant fait l'objet d'un examen. Du fait des facteurs d'incertitude que comporte cette option, une telle stratégie présente des risques majeurs liés aux prix. Néanmoins, au vu de la plus grande disponibilité effective de l'énergie à l'hiver 2022/2023, cette démarche s'est révélée a posteriori payante et a même conduit dans ce cas à des excédents de couverture directement compensés lors de l'année tarifaire suivante, avec un « lissage » des tarifs.

En complément des coûts d'acquisition pour l'année de livraison 2023, les analyses ont également porté sur l'évolution des tarifs des entreprises en question depuis 2024 ainsi que sur la gestion des découverts de couverture, le but étant de replacer les tarifs de l'énergie exceptionnellement élevés de l'année 2023 dans le contexte général de leur évolution. Aucune anomalie particulière n'a été mise en évidence : souvent, les tarifs de 2023 ont fait figure de « valeurs extrêmes » tandis que les tarifs antérieurs étaient relativement faibles ou « anodins », sachant que les tarifs de l'énergie affichés à partir de 2024 repartaient à la baisse, ce qui correspond à la situation escomptée dans le cadre des simulations présentées ci-dessus avec des stratégies d'acquisition *ad hoc*. En outre, aucune anomalie n'est apparue eu égard aux coûts et aux bénéfices présentés par les EAE concernées pour la distribution d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base (p. ex. « règle des 75 francs » ou « règle des 60 francs »). Neuf entreprises ont également renoncé à la part de coûts à laquelle elles avaient droit en réduisant déjà par le passé, par exemple, les découverts de couverture sans incidence sur les tarifs.

La crise a montré que les petits gestionnaires de réseau avaient été fortement éprouvés, voire certaines fois dépassés par la situation liée à l'acquisition d'énergie. Historiquement, les gestionnaires de réseau exerçaient une activité très stable, assurant l'exploitation du réseau et l'acquisition, grâce à des partenaires fiables et dans un environnement peu volatil, d'une énergie correspondant aux besoins en principe facilement prévisibles des consommateurs finaux raccordés à leur réseau. Du reste, sous l'angle économique, les EAE ne couraient et ne courent toujours aucun risque dans le cadre de l'achat de l'énergie dont elles ont besoin. Le système de régulation « Cost Plus » et celui des différences de couverture permettent de répercuter tous les coûts, même ceux résultant de prix d'acquisition particulièrement élevés, sur les consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base. Dans ce contexte, il n'était guère utile de mettre en place des stratégies d'acquisition (structurées) jusqu'ici. Même si les EAE peuvent prendre en compte les coûts d'acquisition élevés dans les tarifs et ne pas être pénalisées sur le plan économique, la pression exercée principalement par les consommateurs finaux et l'opinion publique s'est intensifiée. À la suite de la crise, la plupart des EAE concernées se sont en effet penchées sur le déroulement des événements et en ont tiré des enseignements. Dans plusieurs cas, le conseil communal a par exemple commandé des audits externes des activités, avant de prendre des mesures sur cette base. De nouvelles stratégies d'acquisition ont été définies, d'autres contrats conclus (p. ex. passage à des acquisitions en pool, structuration des acquisitions, acquisitions « Cap-Floor » ou avec des fourchettes définies pour les prix et les dates d'adjudication, etc.), et les procédures et processus internes davantage formalisés. Différentes entreprises indiquent également discuter de plus en plus d'une éventuelle externalisation ou de services partagés, en particulier dans une optique de renforcement de la collaboration entre les communes.

Bien que les gestionnaires de réseau aient parfois dû communiquer des tarifs extrêmement élevés à l'été 2022, les petits gestionnaires ayant été soumis à un contrôle ont tenté de prendre des mesures afin d'atténuer les hausses, à l'image de la suppression de la part de bénéfice autorisée par la réglementation (rémunération des fonds propres, dans deux cas), de la suspension de la facturation correspondant à la rémunération pour l'utilisation du réseau ou de la prise en charge de composantes tarifaires par la commune (dans trois cas). Les communes ont également indiqué, souvent dans le cadre de la communication tarifaire, des points de contact pour les cas de rigueur.

Comme exposé au chapitre 2.3.3.1, les tarifs doivent reposer sur des coûts effectifs imputables et être équitables. L'un des éléments indiquant que les prix de l'énergie achetée sur le marché sont appropriés est le fait qu'un gestionnaire de réseau comparable ayant accès au marché aurait payé un prix similaire à la même date pour une quantité d'énergie équivalente. Sur ce point, l'enquête de l'ElCom n'a pas livré d'indices laissant supposer que les tarifs pratiqués par les gestionnaires de réseau considérés n'étaient pas équitables au sens des dispositions légales. Dans l'ensemble, l'ElCom estime qu'il n'y a dans

l’immédiat pas de raison d’engager des procédures approfondies de contrôle des coûts et des tarifs dans le cadre de la présente enquête. Même si les EAE ont fait état de coûts d’acquisition et de tarifs de l’énergie exceptionnellement élevés, il est globalement possible de les expliquer par les évolutions des prix du marché correspondantes aux dates d’acquisition. L’ElCom n’a constaté aucune infraction à la LApEl dans le cadre de son examen.

2.3.3.3 Acquisitions pour les entreprises liées

Dans le cadre des acquisitions au sein d’entreprises liées, il s’agissait, dans l’esprit d’une surveillance préventive basée sur les risques, d’exclure d’éventuelles pratiques de facturation critiques entre de telles entreprises, lesquelles conduiraient à des augmentations tarifaires injustifiées et inappropriées. Concrètement, l’ElCom a examiné les acquisitions et les relations contractuelles d’une série d’EAE liées à un potentiel fournisseur d’énergie par des rapports de participation. À cet effet, l’ElCom a choisi des filiales et des sociétés mères ayant une position dominante. Des EAE détenant une participation directe ou indirecte dans le même groupe ont servi de groupe témoin. Cette enquête a finalement englobé treize EAE. Ce groupe aussi a essentiellement reçu une liste de questions détaillées, comme indiqué au chapitre 2.3.3.1, avec un accent particulier mis sur les relations et les règles internes au groupe.

Le contrôle a porté sur les aspects suivants :

- Examen des données d'acquisition dans le but d'identifier d'éventuelles anomalies dans les transactions, à l'image d'activités croisées à l'interne : les analyses visaient à déterminer si les entreprises liées achetaient de l'énergie au sein du groupe et la revendaient également à l'intérieur du groupe au détriment de l'approvisionnement de base.
- Conditions non conformes au marché : existe-t-il des indices laissant supposer que des contrats de livraison présentant des conditions non conformes au marché ont été conclus avec une entreprise liée ? Pour répondre à cette question, les prix convenus pour les contrats existants ont été comparés avec les prix du marché en vigueur à la date de conclusion du contrat.
- Conditions contractuelles inhabituelles : outre le montant général des prix convenus, l'examen devait permettre de mettre en évidence d'éventuelles marges particulières ou d'autres conditions contractuelles inhabituelles, comme des rétrocessions ou d'autres avantages qui pourraient aboutir à la signature de contrats défavorables aux clients relevant de l'approvisionnement de base.
- Résiliation de contrat en temps inopportun : la question de savoir si des contrats avaient été résiliés à un moment inopportun avec l'objectif d'en conclure directement de nouveaux, mais à des conditions favorables à l'une des parties et au détriment de l'approvisionnement de base de l'autre partie, a également été étudiée.
- Comparaison avec des pairs dans une région : à titre complémentaire, il s'agissait en outre de déterminer pourquoi, dans certaines régions, les tarifs variaient fortement entre des gestionnaires de réseau voisins (c.-à-d. certains « pairs » au sens de l'enquête).

La plupart des entreprises étudiées structurent leurs acquisitions sur plusieurs années en les scindant en un nombre variable de tranches. Pour l'acquisition de produits sur le marché à terme, des contrats-cadres de fourniture qui régissent les livraisons individuelles sont généralement conclus avec un certain nombre de partenaires en Suisse (de quelques-uns à une douzaine). À chaque acquisition d'un produit à terme, un courrier est envoyé aux partenaires concernés et le soumissionnaire qui propose le produit en question au meilleur prix obtient l'adjudication. Parfois, il existe un accord-cadre avec un seul partenaire, mais même en pareil cas, l'acquisition effective intervient dans le cadre d'adjudications résultant d'un appel d'offres.

Certaines entreprises ont externalisé les acquisitions, en les confiant par exemple à une société mère ou à une société de services dans laquelle l'entreprise acheteuse détient une participation. Cette démarche peut soulever des questions quant à la bonne application de la méthode du prix moyen selon l'art. 6, al. 5bis, LApEl en présence de rapports de participation et au sein d'un groupe.

Les entreprises qui opèrent directement dans un groupe de sociétés ont fait l'objet d'un examen en lien avec d'éventuelles prescriptions du groupe. Pour ces entreprises, les analyses ont également porté sur la détection d'éventuelles anomalies dans les conditions d'acquisition applicables. Celles-ci comprennent des directives relatives aux prix de facturation internes. En règle générale, les acquisitions n'ont pas eu lieu explicitement au sein du groupe, mais à travers des offres soumises par différentes parties contractantes. Ces offres ont été exposées en détail à l'ElCom et les comparaisons effectuées avec les prix de marché n'ont pas fourni d'indice laissant supposer que les acquisitions ne se sont pas déroulées dans le respect des directives et de la loi. Les contrats soumis jusqu'à présent ne présentaient pas non plus d'anomalies au regard des questions d'enquête exposées plus haut. Les questions relatives aux résiliations de contrat ont donné lieu à des explications exhaustives et l'ElCom n'a trouvé aucun indice concret d'infraction à la législation sur l'approvisionnement en électricité dans les documents transmis.

À l'aune des coûts d'acquisition, aucune anomalie n'a été constatée concernant les données de prix soumises en comparaison avec les données de marché correspondantes. Les différentes transactions ont également été examinées afin de déterminer si certains indices laissaient penser que des opérations avaient été réalisées à des moments inopportuns, à l'image d'acquisitions portant sur des quantités extrêmement importantes à des prix élevés pour des entreprises proches et d'une revente à des prix plus bas (de telles activités peuvent servir à procéder à des augmentations et à des transferts de bénéfices

non conformes à la loi dans les entreprises partenaires au détriment des consommateurs finaux relevant de l'approvisionnement de base). Dans ce cas aussi, aucune anomalie n'a été constatée dans le cadre des examens réalisés jusqu'ici.

L'examen complémentaire des motifs expliquant les différences tarifaires entre deux EAE dans la même région a montré d'une part que l'attribution de concessions à des exploitants de centrales avait eu un effet bénéfique sur les tarifs, et d'autre part que des acquisitions partielles avaient eu lieu à différents moments au cours de la période de prix élevés, ce qui a permis d'expliquer les différences tarifaires. Les déclarations émanant des entreprises ayant été soumises à l'examen n'ont pas fait ressortir d'anomalies en ce qui concerne les postes de coûts : le contrôle concernant les bénéfices admis dans le domaine de la distribution d'énergie (« règle des 60 francs »), l'utilisation des taux d'intérêt corrects et l'attribution des coûts n'ont pas donné de résultats préoccupants. En somme, les EAE ont respecté les dispositions légales et les exigences fixées dans les directives de l'ElCom en ce qui concerne les aspects passés en revue.

3 Conclusions de l'ElCom sur les activités menées pendant la crise

Les prix de gros exceptionnellement élevés en 2022 et 2023 et leur impact sur les tarifs de l'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base au cours des années tarifaires 2023 et 2024 mettent en évidence les limites du système actuellement garant de l'approvisionnement de base pour les clients captifs, soit avant tout les ménages et les petites et moyennes entreprises. En dépit d'un monopole résiduel et d'une réglementation fondée sur les coûts, ce sont en fin de compte les prix de gros qui dictent les tarifs de l'énergie pour la plupart des consommateurs relevant de l'approvisionnement de base. En effet, l'approvisionnement de base ne propose pas véritablement de protection contre les fluctuations de prix. Il protège uniquement contre des ajustements tarifaires apportés par l'EAE en cours d'année. Ainsi, les tarifs de l'approvisionnement de base suivent l'évolution des prix de gros avec un certain retard. L'intensité et la vitesse à laquelle cette évolution se manifeste dans les tarifs de l'énergie de l'approvisionnement de base dépendent essentiellement des portefeuilles d'acquisition et de production (très hétérogènes) des différentes EAE. Cette situation conduit notamment à ce que, pendant une période de perturbation du marché avec des prix très volatils, des différences tarifaires très importantes apparaissent entre les EAE. Au vu du manque d'ouverture du marché et de la réglementation uniforme à l'échelle de la Suisse, les consommateurs ont du mal à comprendre la raison de ces divergences.

Pendant cette période de prix de gros extrêmement élevés, l'ElCom est intervenue en ajustant la « règle des 60 francs » dans l'optique de baisser les tarifs. Avec la directive sur la communication de la modification des tarifs, elle a de surcroît enjoint les EAE à faire preuve d'une plus grande transparence vis-à-vis des consommateurs finaux. Dans le système de régulation « Cost Plus » tel qu'il existe à l'heure actuelle, des coûts d'acquisition ou des tarifs de l'énergie élevés ne constituent cependant pas un motif pour que l'ElCom intervienne en vue d'une réduction des tarifs. L'ElCom a néanmoins, notamment dans le sens d'une surveillance basée sur les risques, examiné de plus près la situation des EAE ayant présenté des tarifs de l'énergie particulièrement élevés et de certaines autres EAE sélectionnées compte tenu de leur présence au sein d'un groupe ou de l'existence de rapports de participation. À ce jour, aucun comportement allant à l'encontre de la LApEl n'a été constaté en ce qui concerne les tarifs de l'énergie affichés dans le cadre de l'approvisionnement de base pour les EAE dont la situation a été passée en revue. Dans certains cas toutefois, les clarifications se poursuivent. L'ElCom a également vérifié, indépendamment des enquêtes menées dans le cadre du présent rapport, la conformité des tarifs de réseau et de l'énergie au cours des précédentes périodes tarifaires et engagé différentes procédures. Celles-ci seront maintenues dans le cadre de l'activité de régulation en cours.

Contrairement à une opinion très répandue, l'ElCom n'est pas habilitée à baisser des tarifs élevés ; elle peut uniquement ordonner une réduction si les tarifs ne sont pas conformes à la loi. L'ElCom fait face à des limites légales également dans le cadre de la réalisation des enquêtes : elle n'a pas le droit de consulter les systèmes et les documents des EAE sur place ni même d'effectuer des perquisitions. Afin de vérifier la légalité des tarifs, elle se fonde sur les documents transmis et les déclarations des EAE.

Les enquêtes dépeintes ne représentent pas de contrôles approfondis des coûts. L’ElCom poursuit les clarifications en cours et se réserve le droit de procéder à des contrôles approfondis des coûts et des tarifs. Elle réalisera d’autres enquêtes et examens, notamment en lien avec les tarifs de l’énergie et les garanties d’origine.

Dans le cadre de la révision de la loi survenue en 2023 (« Mantelerlass », ou acte modificateur unique en français), le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé de ne pas s’engager dans la voie de l’ouverture complète du marché. L’ElCom restera donc compétente pour ce qui est des tarifs de l’électricité dans l’approvisionnement de base. Avec la révision de la LApEl, les EAE et l’ElCom devront en outre répondre à nombre de nouvelles exigences. Il s’agit à présent de prendre en main les travaux visant à préparer l’évolution de l’activité de régulation.