

Gilles Robert-Nicoud

Approvisionnement de base en électricité sur le long terme

Le secteur de l'électricité est plongé dans une crise sans précédent en raison du risque de pénurie et de la hausse extraordinaire des prix sur le marché. Cette crise révèle des dysfonctionnements dans le modèle suisse de l'approvisionnement de base. La présente contribution se concentre sur la fourniture de base, actuellement assurée par quelques 620 gestionnaires de réseau de distribution à des conditions tarifaires dont la base légale fait défaut depuis près de 15 ans. Le régulateur a développé une pratique administrative inconstante, qui ne prend pas en compte la composante de long terme dans l'adéquation des tarifs.

Catégories d'articles : Articles scientifiques

Domaines juridiques : Droit de l'énergie et de l'environnement

Proposition de citation : Gilles Robert-Nicoud, Approvisionnement de base en électricité sur le long terme, in : Jusletter 28 novembre 2022

Table des matières

1. Introduction
2. Structure du secteur suisse de l'approvisionnement de base
3. Monopole de la fourniture de base et attribution des zones de desserte
4. Délégation de l'exploitation d'un réseau de distribution
5. Droit des fournisseurs de l'approvisionnement de base à l'équilibre financier
6. Méthode du prix moyen
7. Méthode du cost-plus avec price cap
8. Facteurs de coûts
9. Compétence de l'ElCom en matière de méthode tarifaire
10. Adéquation des tarifs et volatilité des prix
11. Conclusions

1. Introduction

[1] La hausse inédite des prix de marché de l'électricité, en particulier depuis août 2021, rappelle les spécificités de cette industrie. Du côté de l'offre, le secteur produit un bien non-stockable à large échelle. La production et la consommation d'énergie électrique doivent toujours être à l'équilibre, ce qui nécessite des achats à court terme. Les outils de production centralisés sont intenses en capital, la période de construction est généralement longue et le parc de production ne peut pas être adapté à brève échéance. Du côté de la demande, celle-ci est inélastique aux prix à court terme faute de substitut et d'information des consommateurs. La demande d'électricité est également soumise à de fortes variations difficilement prédictibles. Dans ces conditions, la volatilité des prix est inhérente au produit électrique.

[2] La situation actuelle est sans précédent par son ampleur, mais des mouvements de prix importants se sont déjà produits ces dernières années. Les producteurs, les fournisseurs et les consommateurs partagent un intérêt commun de se protéger contre la volatilité des prix. Les producteurs se couvrent (*hedge*) généralement à un horizon de temps de 2–3 ans, soit au travers de contrat bilatéraux, soit par des produits financiers. Les fournisseurs acquièrent l'énergie destinée à leurs consommateurs par leur production propre ou par des contrats au comptant (*spot*) ou à terme. Les produits spot peuvent être journaliers (acquisition la veille pour le lendemain – *day ahead*) ou infra-journaliers (*intraday*). Les achats à terme peuvent être réalisés de gré-à-gré (*over the counter* – *OTC*) auprès d'un producteur d'électricité ou au travers d'une bourse de l'électricité. Plus la date de livraison s'approche, plus la granularité des contrats s'affine : les produits saisonniers ou trimestriels deviennent hebdomadaires ou journaliers.

[3] Les grands consommateurs d'électricité peuvent se protéger contre des hausses de prix en concluant sur le long terme, mais cette option n'est pas ouverte aux plus petits consommateurs (consommation inférieure à 100 MWh/an par site de consommation) qui dépendent de la stratégie de couverture de leur fournisseur monopolistique, le gestionnaire de réseau local (GRD) (art. 6 al. 1 et al. 3 loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) du 23 mars 2007 – RS 734.7).

[4] Comme le souligne la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) dans un communiqué de presse récent¹, dans un contexte de prix de marché élevés, une éventuelle hausse des tarifs de

¹ Communiqué de presse de l'ElCom du 2 juin 2022 (consultable sur le site de l'ElCom).

l'approvisionnement de base² ne dépend pas seulement de l'évolution des prix sur le marché, mais aussi des stratégies d'approvisionnement et des portefeuilles de production des entreprises d'approvisionnement en énergie. En général, plus la part de production propre d'une entreprise d'approvisionnement en énergie et la part d'énergie acquise à long terme sur le marché sont importantes, moins l'augmentation des tarifs de l'énergie devrait être forte³.

[5] En d'autres termes, les hausses des tarifs peuvent être contenues par des stratégies de couverture des risques appropriées, notamment en cas d'investissements dans des outils de production propre.

[6] Or, la structure de l'approvisionnement de base qui repose sur env. 620 distributeurs locaux, la régulation des prix de l'approvisionnement de base et l'incertitude sur l'ouverture intégrale du marché n'incitent pas à la couverture des risques de ce groupe de consommateurs sur le long terme. La révision du droit des marchés publics et le projet de loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables⁴ sont l'occasion de s'interroger sur les fondamentaux de l'approvisionnement de base au regard de la hausse extraordinaire des prix actuelle. Dans l'hypothèse où le législateur entendait renoncer à l'ouverture intégrale du marché, il serait néanmoins souhaitable que les principes de tarification de l'approvisionnement de base reçoivent enfin une base légale, qui est prévue dans le projet actuellement soumis au Parlement.

2. Structure du secteur suisse de l'approvisionnement de base

[7] Le secteur de l'électricité en Suisse se caractérise par son extrême découpage en 620 réseaux de distribution environ. Un GRD typique demeure relativement petit ; en moyenne, il approvisionne 1'500 consommateurs finaux. Seuls 80 GRD comptent plus de 10'000 consommateurs finaux, dont 12 en approvisionnent plus de 100'000⁵. Les réseaux de distribution correspondent à 71 % de l'étendue totale des réseaux électriques et en représentent 90% de la valeur⁶. Le capital des entreprises de distribution est très majoritairement en mains publiques⁷. Ces entreprises contribuent aux recettes des collectivités publiques sous forme de dividendes ou de taxes diverses⁸. La question de la fiscalité de l'énergie ne doit pas être négligée et explique dans une certaine mesure que la structure actuelle du secteur ait peu évolué en dépit de l'ouverture partielle du marché⁹.

² Par tarifs de l'approvisionnement de base, on entend le prix de l'énergie fournie aux consommateurs dont la consommation est inférieure à 100 MWh/an par site de consommation ou ceux dont la consommation est supérieure mais qui ont renoncé à leur droit de sortir de l'approvisionnement de base (opting out).

³ Cf. également Questions fréquentes : hausse des tarifs de l'électricité en 2023 pour les ménages, p. 2 (consultable sur le site de l'ElCom).

⁴ Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables du 18 juin 2021, FF 2021 1667 (Parlement fédéral, objet 21.047).

⁵ Rapport d'activité ElCom 2021, p. 34.

⁶ Rapport d'activité ElCom 2021, p. 21 ss.

⁷ Sur 337 entreprises électriques ayant fourni environ 90% de la production totale d'électricité et couvert 81,5% de la demande finale d'électricité, 90,7% du capital appartient aux collectivités publiques, cf. statistique suisse de l'électricité 2021, pp. 42–43.

⁸ Le montant versé aux collectivités publiques a atteint en 2020 un total de 1102 millions de francs (année précédente 1021), sans compter les intérêts payés sur les capitaux fournis par les collectivités publiques, cf. statistique suisse de l'électricité 2021, pp. 44–45.

⁹ En 10 ans, le nombre de GRD s'est réduit d'un tiers mais souvent suite à des fusions de communes.

[8] Outre l'exploitation des réseaux de distribution (qui comprend la reprise des surplus des auto-producteurs¹⁰), les GRD assument la tâche de fournir l'énergie électrique aux consommateurs de l'approvisionnement de base (art. 6 al. 1 LApEl)¹¹. Ce choix du législateur était certainement dû à un souci d'adhésion des citoyens au projet de LApEl après l'échec de la loi sur le marché de l'électricité (LME) en votation populaire le 22 septembre 2002. Ce double rôle requiert cependant une régulation que le législateur n'avait pas anticipée.

[9] Parmi les gestionnaires de réseau, environ 70% ne possèdent pas de centrales et ne produisent donc pas d'électricité eux-mêmes¹². Une large part de ces GRD acquiert l'énergie pour les besoins de l'approvisionnement de base auprès de grossistes. Certains GRD mettent parfois également leur infrastructure à disposition d'un fournisseur de plus grande taille au travers notamment de contrats de bail à ferme non agricoles.

[10] Le projet d'ouverture intégrale du marché du Conseil fédéral du 18 juin 2021 maintient les GRD dans leur rôle de fournisseur de l'approvisionnement de base, auquel s'ajoute une tâche de fourniture de l'énergie de remplacement (en cas de cessation de la fourniture ou d'absence de choix d'un fournisseur à l'échéance du contrat). Le Message du Conseil fédéral précise que les GRD locaux pourront déléguer, sous leur propre responsabilité, le mandat de l'approvisionnement de base à des tiers, notamment à de plus grands fournisseurs de l'approvisionnement de base.

3. Monopole de la fourniture de base et attribution des zones de desserte

[11] La qualification juridique de l'approvisionnement de base est discutée. Il est ici défendu qu'il s'agit d'un monopole indirect de droit fédéral¹³. Dans tous les cas, la désignation du gestionnaire de réseau apparaît comme une délégation de tâche publique de nature économique¹⁴.

[12] Il appartient aux cantons de désigner les zones de desserte¹⁵ des GRD opérant sur leur territoire afin d'éviter des régions dites orphelines (art. 5 al. 1 LApEl). Cette planification cantonale permet également d'assurer une forme de mutualisation des coûts entre régions urbaines et péri-urbaines. L'attribution d'une zone se fait généralement par voie de décision. L'acte administratif d'attribution doit pouvoir faire l'objet d'un recours selon le droit cantonal.

¹⁰ Art. 15 Loi sur l'énergie du 30 septembre 2016 – LEne – RS 730.0.

¹¹ La notion de gestionnaire de réseau de distribution (Verteilnetzbetreiber) ne correspond ainsi pas à l'ensemble des tâches assumées.

¹² OFEN, Fiche d'information 2 – Le marché suisse de l'électricité du 17 octobre 2018 <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/54054.pdf>.

¹³ KATHRIN FÖHSE, Die Leiden der jungen Strommarktordnung – aktuelle Probleme des StromVG unter besonderer Berücksichtigung der Rechtsprechung zu Netzgebietszuteilung und Grundversorgung, in : Recht, Zeitschrift für juristische Weiterbildung und Praxis, 3/15, p. 141 ; GILLES ROBERT-NICOUD, Fourniture de base en électricité, in : Jusletter 12 novembre 2018 ; contra ATF 141 II 141, consid. 4.4 ; STEFAN RECHSTEINER/MICHAEL WALDNER, Netzgebietszuteilung und Konzessionsverträge für die Elektrizitätsversorgung, aktuelle Fragen und kommende gesetzliche Vorgaben, in : AJP/PJA 2007, p. 1291 ; RICCARDO JAGMETTI, Energierecht, Bâle 2005, N 6406.

¹⁴ ATF 141 II 141, consid. 7 ; ATF 144 III 111 consid. 5.2 ; ETIENNE POLTIER, Droit suisse de l'énergie, Berne 2020, N 642.

¹⁵ Une zone de desserte recouvre, en principe, le secteur géographique dans lequel les consommateurs finaux d'une région sont reliés au réseau d'un gestionnaire de réseau (FF 2005 1528).

[13] Le Message du Conseil fédéral précisait que, dans la mesure du possible, les conditions actuelles de propriété des réseaux devaient être conservées. C'est ce qui s'est généralement passé. Les zones de desserte ont été attribuées en fonction de la propriété des réseaux de distribution existants sans considération de l'aptitude à fournir de l'énergie électrique à des conditions adéquates aux consommateurs de l'approvisionnement de base.

[14] La mise en concurrence de l'attribution des réseaux de distribution a été exclue en dérogation à l'art. 2 al. 7 de la Loi fédérale du 6 octobre 1995 sur le marché intérieur (LMI)¹⁶. L'attribution d'une zone de desserte doit néanmoins se faire de manière transparente et non-discriminatoire (art. 3a et 5 al. 1 LApEl). Même si la dérogation se limite aux réseaux, l'approvisionnement de base était aussi visé, de même que les tâches liées à un contrat de prestation¹⁷. Ainsi, l'attribution d'une zone de desserte, qui repose généralement sur la propriété d'un réseau de distribution, emporte l'exploitation du réseau (et l'obligation de raccorder), l'approvisionnement de base (et l'obligation de fournir de l'énergie électrique) et certaines tâches éventuellement définies dans un contrat de prestation (art. 5 al. 1 LApEl).

[15] Néanmoins, la propriété du réseau de la zone de desserte n'implique pas nécessairement son exploitation¹⁸. Il arrive qu'un GRD unique désigné par le canton exploite les réseaux de plusieurs propriétaires de réseau différents contre rémunération. Il est par ailleurs fréquent que les petites entreprises électriques n'accomplissent pas cette tâche elles-mêmes, mais la délèguent à de plus grands fournisseurs de l'approvisionnement de base¹⁹. Les législations cantonales et l'ElCom encadrent plus ou moins cette délégation mais le changement principal viendra sans doute du droit des marchés publics.

4. Délégation de l'exploitation d'un réseau de distribution

[16] L'art 9 de l'Accord intercantonal sur les marchés publics du 15 novembre 2019 (AIMP 2019) soumet désormais la délégation d'une tâche publique ou l'octroi d'une concession aux règles de la commande publique lorsque le délégataire se voit accorder, du fait de la délégation ou d'un tel octroi, des droits exclusifs ou spéciaux qu'il exerce dans l'intérêt public en contrepartie d'une rémunération ou d'une indemnité, directe ou indirecte. Les dispositions des lois spéciales du droit fédéral et cantonal demeurent réservées.

[17] Le transfert de la responsabilité de l'approvisionnement de base d'un propriétaire de réseau de distribution ou d'un GRD à un tiers peut être considéré comme une concession de monopole ou à tout le moins comme une délégation d'une tâche publique. Cet octroi de concession ou délégation est en principe soumis aux règles des marchés publics²⁰.

[18] Ainsi, du fait de la révision du droit des marchés publics, la délégation de l'approvisionnement de base devra désormais être mise en concurrence sauf exception justifiée. Les contraintes

¹⁶ Cf. également motion Freitag 10.3469 du 10 juin 2010 « Concessions d'utilisation de la force hydraulique et d'exploitation du réseau de distribution électrique. Droit de décision des collectivités ».

¹⁷ FF 2010 2720.

¹⁸ CHRISTOPH JÄGER/CHRISTOPHE SCHEIDEGGER, Kommentar zum Energierecht, Berne 2016, ad. art. 5 LApEl, p. 1243; ATF 2C_237/2014 consid. 5.6; FÖHSE, nbp 13, p. 134; RECHSTEINER/WALDNER, nbp 13, p. 1290.

¹⁹ FF 2021 1667, p. 82 (nbp 4).

²⁰ Avis de la Commission de la concurrence (ComCo) du 30 janvier 2020 AEK Energie/Lüsslingen-Nennigkofen, DPC/RPW 2020/2, p. 861.

légales, la pression régulatoire sur les coûts et l'exigence du recours aux marchés publics pour l'achat d'énergie destinée à l'approvisionnement de base²¹, favoriseront sans doute une concentration des GRD. Un regroupement peut bénéficier aux consommateurs de l'approvisionnement de base s'il permet d'améliorer le pouvoir de négociation des fournisseurs de l'approvisionnement de base et de disposer d'un bassin de consommation suffisant pour garantir la sécurité des investissements dans des actifs de production. En cela, il peut s'inscrire dans le cadre des objectifs de politique énergétique des cantons qui ont la possibilité de soumettre un GRD à un contrat de prestation, incluant un certain volume de production propre ou de contrats à long terme²².

5. Droit des fournisseurs de l'approvisionnement de base à l'équilibre financier

[19] En raison de l'échec de la Loi fédérale sur le marché de l'électricité (LME) en votation populaire le 22 septembre 2002, la LApEl est un compromis prudent qui devait permettre un retour d'expérience avant une éventuelle ouverture intégrale du marché le 1^{er} janvier 2013. La première période de libéralisation partielle était conçue comme une phase d'essai²³. Dans un premier temps, seuls les grands consommateurs et les revendeurs ont pu choisir librement leur fournisseur²⁴. Les autres consommateurs ou ceux qui renoncent à leur droit d'accès au réseau bénéficient de garanties de service public. En ce qui concerne le prix de l'électricité, ces garanties sont minimales : les tarifs doivent être « adéquats » (*angemessen, adequate*) (art. 6 al. 1 LApEl) et les consommateurs de l'approvisionnement de base doivent bénéficier du pouvoir de négociation du GRD (art. 6 al. 5 LApEl). La loi ne précise pas ce qu'il faut entendre par des tarifs adéquats. La courte période quinquennale de cette phase transitoire explique la faible densité normative, à l'inverse des coûts de réseaux (transport et distribution).

[20] Pour ce qui concerne ces derniers, le principe est celui du *cost-plus*, ce qui signifie que les tarifs sont orientés sur les coûts du réseau avec une marge raisonnable (bénéfice d'exploitation) (art. 15 al. 1 *in fine* LApEl). Ces coûts sont ceux de l'exploitation des réseaux et de capital, les taxes et impôts ainsi que la marge appropriée de l'exploitant/propriétaire. Le Conseil fédéral dispose d'une délégation de compétence pour fixer les bases de calcul des coûts d'exploitation et de capital (art. 15 al. 4 let. a LApEl). Il a ainsi adopté des dispositions d'exécution dans l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl; RS 734.71). Cette ordonnance régit ce qui devait être la première étape de l'ouverture du marché²⁵.

²¹ Recommandation ComCo du 22 mars 2021 concernant l'application du droit des marchés publics et de la loi fédérale sur le marché intérieur à l'acquisition d'électricité.

²² A titre exemplaire : art. 7 al. 3 Gesetz über die Industriellen Werke Basel (IWB-Gesetz) : Im Bereich der Elektrizität streben die IWB an, den Absatz vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. Sie stellen durch Beteiligungen und/oder langfristige Lieferverträge sicher, dass durchschnittlich über fünf Jahre mindestens 80% der von den IWB an die Endkundinnen und Endkunden veräusserten Elektrizität aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.

²³ FF 2005 1494 et 1512; BO 2005 N 1054, 1056, 2006 N 1773.

²⁴ La LApEl distingue trois groupes de consommateurs finaux : les consommateurs captifs (dont les ménages), qui consomment moins de 100 MWh/année et qui n'ont pas un droit d'accès au réseau, mais une prétention à un approvisionnement de base (art. 6 al. 1 et 2 LApEl) ; les consommateurs qui consomment plus de 100 MWh/année, mais qui ont renoncé au droit d'accès au réseau et qui disposent de ce fait de la garantie de l'approvisionnement de base (art. 6 al. 1 LApEl) et les autres consommateurs qui consomment plus de 100 MWh/année et qui bénéficient d'un accès libre au réseau, mais d'aucune garantie de l'approvisionnement de base.

²⁵ Art. 1 al. 1 OApEl.

[21] A l'inverse des tarifs des réseaux, la compétence du Conseil fédéral en matière de tarification de l'approvisionnement de base est limitée à des normes d'exécution uniquement (art. 30 al. 2 LApEl). Cela n'a pas empêché le Conseil fédéral d'adopter l'art. 4 al. 1 OApEl, qui est une norme primaire²⁶. Initialement, l'art. 4 al. 1 OApEl prescrivait que la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fondait sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution. Si les coûts de production dépassaient les prix du marché, la composante tarifaire s'appuyait sur les prix du marché.

[22] Dès 2012, l'ElCom a cessé d'appliquer cette dernière phrase²⁷, qui a été supprimée de l'ordonnance le 1^{er} mars 2013²⁸. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) expliquait cette suppression par le fait que la référence aux prix du marché pouvait se traduire par des pertes pour les GRD (avec production propre) lorsque ceux-ci étaient inférieurs aux coûts de production. Ces pertes ne seraient pas compensées par des gains correspondants lorsque les coûts de production seraient inférieurs aux prix du marché. Elles auraient pu constituer un frein aux investissements dans la production renouvelable qui n'était pas souhaitable au regard de la stratégie énergétique de la Confédération. La seule référence aux coûts de production constituait certes une entorse aux règles du marché et n'incitait pas à l'efficacité des coûts de production mais, dans une phase transitoire d'ouverture du marché, cette solution était indiquée. Pour l'OFEN, de cette façon, les GRD ne subissaient pas de pertes qu'ils ne pouvaient compenser par un autre biais et le caractère équitable des tarifs d'électricité était également préservé²⁹.

[23] Ces considérations de l'OFEN rejoignent celles du Tribunal fédéral dans l'Arrêt *vonRoll casting AG c/ Centralschweizerische Kraftwerke AG*. Le TF a considéré que l'ElCom avait eu raison de ne pas appliquer la seconde phrase de l'art. 4 al. 1 OApEl, selon laquelle les tarifs devaient s'appuyer sur les prix du marché quand les coûts de production dépassaient ces derniers. Appliquée strictement, une telle règle aurait systématiquement induit des pertes financières en lien avec l'approvisionnement de base pour les GRD produisant de l'électricité à un prix supérieur à celui du marché, dès lors qu'ils n'auraient pas pu couvrir les coûts découlant de leur propre production d'énergie. Ces GRD se seraient forcément retrouvés insolvables, voire en faillite. La règle précitée aurait eu pour autre effet d'empêcher la construction de nouvelles installations produisant de l'électricité à un coût de revient supérieur au prix du marché. Compte tenu de leur importance, de telles implications pour la sécurité de l'approvisionnement en énergie et la politique énergétique en général auraient dû découler d'une décision du législateur formel et ne pouvaient pas résulter d'une simple ordonnance (cf. art. 164 Cst.)³⁰.

[24] La suppression de la dernière phrase de l'art. 4 al. 1 OApEl et cette jurisprudence indiquent que l'adéquation des tarifs a été analysée non pas du point de vue des consommateurs de l'approvisionnement de base mais du droit à l'équilibre financier des entreprises électriques verticalement intégrées (et donc vraisemblablement de la sécurité d'approvisionnement). Sous l'angle

²⁶ ATF 142 II 451 consid. 5.2.7.1 ; HEINZ LEITNER/ALEX ROTHENFLUH, *Kommentar zum Energierecht*, Berne 2016, ad. art. 6 LApEl N 19.

²⁷ Directive ElCom 3/2012 « Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4 al. 1 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité » du 14 mai 2012, ch. 7.

²⁸ RO 2013 559.

²⁹ OFEN, Rapport explicatif du 2 octobre 2012 à l'appui de la modification de l'OAPEL, p. 5 ss.

³⁰ ATF 142 II 451 consid. 5.2.7.2.

de la protection des consommateurs, la question aurait plutôt été de savoir si le recours à la production propre et aux contrats à long terme était adéquat en matière de tarifs. Cela supposait de prendre en considération la façon dont les achats d'énergie électrique d'un fournisseur sont structurés et quel rôle jouent la production propre et les contrats à long terme en matière de couverture des risques de volatilité. Une fois la distinction faite entre achats à court terme pour équilibrer le réseau et instruments de couverture (*hedging*), il aurait convenu de se demander si la notion d'adéquation des tarifs incluait la protection contre la volatilité des prix et si le recours à des installations de production propre et à des contrats à long terme étaient aptes à réduire ce risque. Dans l'affirmative, la question du transfert de coûts au sein d'entreprises verticalement intégrées se posait finalement.

[25] On peut néanmoins déduire de la jurisprudence que les GRD ne doivent pas subir de pertes en lien avec l'approvisionnement de base. Paradoxalement, comme exposé ci-dessous, la méthode de tarification de l'ElCom conduit tout à la fois à des pertes pour les GRD avec production propre en période de bas prix du marché et à des hausses de tarifs pour les consommateurs captifs en temps de prix élevés.

6. Méthode du prix moyen

[26] Lorsque la LApEl a été conçue en 2004, les prix du marché étaient bas, de sorte que les achats sur le marché représentaient un avantage par rapport aux contrats entre grossistes et distributeurs existants. La tendance s'est inversée à compter de 2008. Cette année, les prix sur le marché ont fortement augmenté. La production propre et les contrats à long terme déjà conclus (contrats historiques) étaient désormais généralement plus avantageux que les achats sur le marché. L'ElCom a décidé que ce seraient les coûts de production et les contrats d'achat à long terme favorables qui devraient être alloués en priorité aux consommateurs de l'approvisionnement de base, en proportion des volumes consommés³¹. L'ElCom appliquait ainsi une méthode qui prenait le contre-pied de l'art. 6 al. 5 LApEl, dans la mesure où ce n'était plus une part minimale des achats sur le marché qui devait être attribuée aux consommateurs captifs, mais des coûts de revient de la production propre et des contrats à long terme, qui selon les termes de l'ElCom, s'avéraient moins chers (« *günstigerer Strom* »). L'ElCom a confirmé cette règle de priorité dans sa directive 3/2012 du 14 mai 2012.

[27] Or, à compter de l'année 2013 (et particulièrement en 2015 et 2016), les prix du marché de l'électricité ont connu un recul significatif. L'ElCom a donc développé une nouvelle méthode dite du « prix moyen » (*Durchschnittspreismethode*). Ce n'étaient plus les coûts de revient et les contrats à long terme qui devaient être alloués en priorité aux consommateurs de l'approvisionnement de base, mais les achats à court et moyen termes sur le marché.

[28] La méthode de l'ElCom consiste à intégrer, dans ce que le régulateur qualifie de « portefeuille énergétique », tous les achats d'un GRD, y compris liés à d'autres secteurs d'une entreprise verticalement intégrée, pour en déduire un prix moyen qui constitue un plafond tarifaire (*price cap*) pour l'approvisionnement de base. Cela inclut les achats pour des grossistes qui ne sont pas des consommateurs finaux, l'énergie destinée à couvrir spécifiquement des contrats conclus avec des

³¹ Directive ElCom 5/2008 « Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4 al. 1 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité » du 4 août 2008, ch. 4.

clients industriels par exemple (contrats dit « *back-to-back* »), l'énergie destinée à compenser les pertes de réseau et les opérations de négoce. De façon surprenante, cette méthode ne tient compte que des achats et pas des reventes d'énergie (*netting*), ce qui implique un renchérissement des coûts.

[29] La première différence par rapport aux pratiques antérieures des distributeurs concernés est que la méthode du prix moyen leur interdit de couvrir intégralement les besoins de l'approvisionnement de base par la production propre³². La deuxième différence est qu'elle leur impose d'intégrer dans les coûts de l'approvisionnement de base des achats sans aucun lien avec ce groupe de consommateurs pour en déduire un prix moyen. La troisième différence est qu'elle plafonne les tarifs de l'approvisionnement de base à hauteur du prix moyen.

[30] Cette méthode a été critiquée par la branche, notamment du fait que les achats pour l'approvisionnement de base et pour les clients du marché libre répondent à des stratégies d'acquisition différentes. L'Association suisse des électriciens considère également que les contrats de négoce pour propre compte dans le but de réaliser des bénéfices commerciaux (et nullement liés à la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux) ne devraient pas être intégrés aux coûts d'approvisionnement de base³³.

[31] Le contexte de hausse inédite des prix démontre l'inadéquation de la méthode du prix moyen. A l'inverse des consommateurs captifs, les grands consommateurs avaient des options pour se protéger contre la volatilité des prix sur le long terme. Certains n'ont pas fait usage de cette faculté. Ils se procurent désormais l'énergie électrique à des prix démesurément élevés qui s'ajoutent au « portefeuille énergétique » d'un GRD actif dans les deux marchés régulé et concurrentiel avec une hausse potentielle des coûts de l'approvisionnement de base. C'est également le cas de l'énergie de remplacement (si un grand consommateur n'a plus de fournisseur à l'échéance du contrat)³⁴ et de tous les autres achats effectués par les entreprises électriques à d'autres fins que l'approvisionnement de base. Même les exceptions apportées par le législateur ne sont pas suffisantes car limitées à certaines sources de production et trop brèves pour rentabiliser des investissements (2030). De plus, les modalités concrètes de ces exceptions restreignent la possibilité de conclusion de contrats à long terme qui ne peuvent excéder les coûts de production (art. 4 c OApEl). Dans le contexte de prix actuels, ce plafond réduit les options de conclusion de contrats à long terme.

[32] A tel point que, le 2 juin 2022³⁵, l'ElCom a appelé les GRD disposant de production propre à allouer celle-ci à l'approvisionnement de base pour contenir la hausse des prix. Cet encouragement est ironique puisque l'ElCom, au travers de la méthode du prix moyen, avait précisément fait interdiction aux GRD de couvrir les besoins des clients captifs exclusivement par la production propre.

³² Le législateur a introduit une première exception à la méthode du prix moyen avec l'art. 31 al. 3 LEnE, qui permet d'affecter à l'approvisionnement de base l'intégralité du coût de revient des installations hydroélectriques de plus de 10 MW et une seconde exception avec l'art. 6 al. 5 bis LApEl qui étend cette possibilité à toutes les sources d'énergie renouvelable indigène.

³³ Association suisse des électriciens (AES), Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité « Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement » 2021, ch. 1.3.4.

³⁴ ElCom, Communication du 7 décembre 2021 / Mises à jour du 15 mars, 24 mai et 9 août 2022, 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 remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité, ch. 9.

³⁵ Communiqué de presse de l'ElCom du 2 juin 2022, nbp 1.

7. Méthode du cost-plus avec price cap

[33] Le Tribunal fédéral a vu dans l'obligation des GRD de tenir une comptabilité par unité d'imputation (art. 6 al. 4 LApEl) la confirmation de l'intention du législateur d'orienter les tarifs de l'approvisionnement de base sur les coûts du GRD augmentés d'une marge raisonnable (*cost-plus*)³⁶. A notre sens, cette règle de dissociation comptable vise à prévenir les subventionnements croisés entre le réseau et les autres domaines d'activité d'un GRD (art. 10 LApEl) mais ne fonde pas une méthode de tarification orientée sur les coûts³⁷. De plus, l'explication donnée par le Tribunal fédéral qu'une telle obligation comptable n'aurait aucun sens si les coûts n'étaient pas un élément déterminant ne paraît pas pertinente. La comptabilité par unité d'imputation ne signifie pas que les tarifs doivent se baser sur les coûts. Ce n'est d'ailleurs pas le cas puisque, comme on le verra ci-dessous, la méthode du prix moyen, validée par le Tribunal fédéral, conduit à intégrer des coûts sans aucun lien avec l'approvisionnement de base.

[34] Même s'il n'existe pas de base légale de la méthode du *cost-plus* pour l'approvisionnement de base (à l'inverse des réseaux), celle-ci n'est pas pour autant illégitime. Les GRD sont en situation de monopole en matière d'approvisionnement de base. Faute de concurrence, ils seraient en mesure d'imposer des prix plus élevés qu'économiquement justifié. Le droit de l'électricité leur permet par ailleurs de transférer aux consommateurs captifs les coûts de leurs propres installations, même supérieurs aux prix du marché. Une certaine régulation est donc nécessaire.

[35] La validation de la méthode du prix moyen par le Tribunal fédéral repose sur le constat que les tarifs de l'approvisionnement de base ne pouvaient pas faire « *totalement abstraction des prix du marché. Un contrôle tarifaire, même fondé sur les coûts, doit tenir compte du fait que les GRD procèdent forcément à des achats à court terme d'électricité sur le marché, le cas échéant à un prix supérieur au coût de revient de l'énergie produite en propre. Sans de tels achats, les entreprises intéressées ne pourraient en effet pas garantir un approvisionnement de base suffisant comme le leur commande la loi, car l'énergie produite et les contrats de fourniture à long terme ne permettent pas à eux seuls de couvrir les besoins variables de l'approvisionnement de base. (...) Il n'est ainsi pas possible de considérer que la loi prévoit un contrôle des tarifs de fourniture d'électricité totalement détaché de la situation du marché* »³⁸.

[36] Cette jurisprudence entretient une certaine confusion entre une méthode tarifaire orientée sur les coûts (coûts de revient de la production propre ou des achats sur le marché), et une autre méthode dite par comparaison (*benchmarking*) qui serait basée sur des prix de marché de référence, mais que le Tribunal fédéral a écartée dans la même décision. En réalité, lorsque le Tribunal fédéral indique que la situation prévalant sur le marché de l'électricité doit être prise en compte, il ne fait qu'appliquer la méthode du *cost-plus* car il se réfère aux coûts effectifs d'achats sur le marché et non pas à des prix théoriques. Ce que le Tribunal fédéral à notre sens a voulu exprimer est qu'il n'est pas possible de considérer que la loi prévoit un contrôle des tarifs de fourniture d'électricité totalement détaché, non pas de la situation du marché, mais des achats effectifs d'énergie électrique d'un GRD sur le marché. Cette interprétation est raisonnable puisque, comme indiqué ci-dessus, l'immense majorité des GRD n'a pas de production propre. La seule référence aux coûts de production n'aurait pas de sens pour ceux-ci.

³⁶ ATF 142 II 451 consid. 4.3, 5.2.3, 6.2; Arrêt du Tribunal fédéral 2C_632/2016 du 6 novembre 2017, consid. 4.1.1; Arrêt du Tribunal fédéral 2C_828/2019 du 16 juillet 2020, consid. 6.5.

³⁷ FF 2005 1530; cf. LEITNER/ROTHENFLUH, nbp 26, ad. Art. 6 LApEl N 19.

³⁸ ATF 142 II 451 consid. 5.2.7.3.

[37] La tarification selon les coûts avec une marge appropriée ne signifie pas nécessairement que tous les coûts sont imputables aux consommateurs. Un certain contrôle réglementaire est nécessaire si les coûts ne résultent pas d'une saine concurrence. Or, l'ElCom a renoncé à vérifier l'efficacité des coûts de production et le Tribunal fédéral lui a donné raison en soulignant qu'une telle comparaison, si l'on considère l'efficacité comme l'acquisition la moins coûteuse possible, aurait pour conséquence que les installations aux coûts de production élevés seraient fermées ou ne seraient plus construites du tout. Cela aurait des implications importantes sur la sécurité d'approvisionnement³⁹. Ces considérations du Tribunal fédéral sont cohérentes avec son approbation du report sans limite des coûts de production (suppression du plafonnement en cas de prix du marché inférieurs aux coûts de production).

[38] Il existe toutefois une contradiction de cette jurisprudence due au fait que la méthode du prix moyen combine en réalité un *cost-plus* et un *price cap* (**régulation par le prix plafond**). A la lecture de la décision du Tribunal fédéral, on pourrait penser que l'intégralité des coûts de production peut être reportée dans les tarifs de l'approvisionnement de base, mais, en réalité, la méthode impose une limite tarifaire à hauteur du coût moyen de tous les achats effectués par une entreprise verticalement intégrée, indépendamment de leur finalité⁴⁰. Du fait de ce plafond, les GRD avec production propre, en période de prix du marché bas, ne peuvent répercuter leurs coûts de production même efficaces sur les consommateurs de l'approvisionnement de base. Comme les consommateurs du marché libre n'acceptent bien entendu pas de payer plus que les offres concurrentes, les GRD avec production propre sont exposés à des pertes. Ces pertes ne peuvent être récupérées en cas de hausse des prix du marché car le prix de transfert de la production propre à l'approvisionnement de base ne peut excéder le coût de revient. Pour le Tribunal fédéral, les GRD avec production propre sont effectivement désavantagés mais cette différence de traitement serait la conséquence de la réglementation voulue par le législateur qui prévoit, d'une part, un approvisionnement de base en électricité par des GRD à un prix contrôlé (art. 5 al. 1 à 3 et art. 6 LApEl) et, d'autre part, la fourniture d'énergie selon les règles du marché sur la base d'un rapport contractuel de droit privé⁴¹.

[39] La distinction posée par le Tribunal fédéral entre les activités régulées et concurrentielles est exacte mais devrait précisément empêcher le regroupement de tous les achats au sein d'un portefeuille unique, en contradiction avec le principe d'interdiction des subventionnements croisés (art. 10 al. 1 LApEl). Une régulation par le prix plafond est parfois pratiquée à l'étranger afin de garantir l'efficacité des coûts et prévenir des rentes de monopole. Or, dans le cas de la méthode du prix moyen, ce plafond n'est pas lié à l'efficacité des coûts de production mais aux achats sans aucun lien avec l'approvisionnement de base. Un tel plafond n'est nullement prévu par les dispositions légales en vigueur. Cela est d'autant plus problématique que le prix plafond augmente mécaniquement avec la hausse des prix du marché, au détriment des consommateurs captifs. En suivant l'argumentation du Tribunal fédéral au sujet de la base légale nécessaire en cas de pertes financières pour les GRD avec production propre, la méthode du prix moyen ne devait pas être approuvée. Sous l'angle de la protection des consommateurs captifs, en raison de l'effet de hausse du prix moyen en cas d'augmentation des prix du marché, on peut douter de l'adéquation des tarifs fondés sur cette méthode.

³⁹ ATF 142 II 451 consid. 6.3.2.

⁴⁰ Cf. toutefois les exceptions, nbp 32.

⁴¹ Arrêt du Tribunal fédéral 2C_828/2019 du 16 juillet 2020, consid. 6.6.

8. Facteurs de coûts

[40] Si l'ElCom a renoncé à vérifier l'efficacité des coûts de production (et d'achats), elle s'est en revanche concentrée sur deux facteurs de coûts : les coûts de gestion (ou de commercialisation) du GRD (bénéfice inclus) et les coûts du capital investi dans les actifs de production. A ce sujet, comme pour le réseau, l'ElCom applique la méthode du coût moyen pondéré du capital (CMPC) ou Weighted Average Cost of Capital (WACC).

[41] A nouveau, et à l'inverse des coûts du capital investi dans le réseau⁴², il n'existe aucune base légale permettant de plafonner les coûts de gestion et les coûts du capital investi dans les outils de production, *a fortiori* de façon uniforme. Sur le principe, la régulation de coûts internes d'une entreprise monopolistique est légitime mais la compétence discrétionnaire et l'usage qu'en a fait l'ElCom sont discutables.

[42] Dès 2012, le régulateur a déterminé que les **coûts de gestion** (bénéfice inclus) s'entendaient par consommateur final, c'est-à-dire par destinataire de factures. Sur la base des données fournies par 51 grands GRD ayant présenté une comptabilité analytique sur ce point en 2010, l'ElCom a constaté que les « coûts de gestion, bénéfice inclus » des GRD correspondaient à une valeur médiane de 74 francs par destinataire de factures. L'ElCom a relevé cette valeur à 95 francs et déterminé que les coûts des GRD se situant en dessous de ce seuil ne devaient pas être examinés plus en détail, tandis que ceux dépassant 150 francs doivent être réduits à ce second montant⁴³. La règle des 95/150 francs est dans cette mesure plus un principe de gestion des ressources de l'ElCom que de contrôle des coûts des GRD. En 2018, l'ElCom a réduit ces valeurs à 75/120 francs⁴⁴. Le régulateur justifiait cette décision par le fait que les fichiers de comptabilité analytique des GRD montraient que la somme des coûts de gestion n'avait cessé de diminuer. En revanche, la somme des bénéfices présentés avait considérablement augmenté au cours de la même période. En 2022, l'ElCom a annoncé que ces valeurs seraient diminuées à 60/120 francs à compter de 2024⁴⁵. L'ElCom dit à nouveau avoir tenu compte de l'évolution des coûts et des bénéfices au cours des dernières années. La branche électrique a été mise devant le fait accompli⁴⁶. Concrètement, en quelques années, ces changements de pratique se traduisent par une réduction d'un tiers des coûts de gestion et du bénéfice des GRD puisque la preuve de coûts plus élevés peut être fastidieuse à apporter. La façon dont le régulateur a motivé cette baisse significative est pour le moins lapidaire.

[43] La fixation du **WACC production** par l'ElCom est également contestable. Comme indiqué ci-dessus, le régulateur ne vérifie au sein des coûts de production que la limite de rendement des capitaux investis. De 2008 à 2018, l'ElCom a expressément renoncé à fixer un taux d'intérêt uniforme afin de pouvoir prendre en considération les cas particuliers tels que la part des fonds propres⁴⁷. Ce n'est que le 10 avril 2018 que l'ElCom a décidé de fixer forfaitairement ce taux pour toute la branche avec effet rétroactif à compter de l'année 2009 et surtout de l'abaisser par rapport

⁴² Art. 13 al. 3bis OApEl.

⁴³ Pour plus de détails cf. décision ElCom SEIC Gland (957-09-094) du 13 décembre 2012.

⁴⁴ Directive ElCom 5/2018 du 5 juillet 2018.

⁴⁵ Directive ElCom 3/2022 du 7 juin 2022.

⁴⁶ AES, L'adaptation inattendue de la règle des 75 francs par l'ElCom est incompréhensible, 28 juin 2022, <https://www.strom.ch/fr/actualites/ladaptation-inattendue-de-la-regle-des-75-francs-par-lelcom-est-incomprehensible> (consulté la dernière fois le 29 septembre 2022).

⁴⁷ Directives ElCom 5/2008 et 3/2012.

à des décisions individuelles à 4.98% dès l'année 2014⁴⁸. Ce taux est celui fixé le 6 mars 2018⁴⁹ par le DETEC pour la rémunération des capitaux investis dans des installations de production subventionnées⁵⁰.

[44] Cette imprévisibilité régulatoire n'est pas compatible avec la sécurité juridique nécessaire aux investissements. Elle pose de plus la question de la délimitation des compétences entre GRD et régulateur.

9. Compétence de l'ElCom en matière de méthode tarifaire

[45] Le Conseil fédéral a reçu une compétence limitée à des normes d'exécution (art. 30 al. 2 LApEl) et a été autorisé à charger l'OFEN (et non l'ElCom) d'édicter des prescriptions techniques ou administratives (art. 30 al. 3 LApEl), ce qu'il a fait au travers de l'art. 27 OApEl. Aucune délégation à l'ElCom n'est prévue s'agissant de directives techniques ou administratives et encore moins de normes primaires en matière d'approvisionnement de base. Les directives de l'ElCom qui instituent des normes primaires, comme c'est le cas d'un système complexe de tarification de l'approvisionnement de base, n'ont pas de base légale.

[46] L'obligation de raccorder et de livrer de l'énergie électrique aux consommateurs de l'approvisionnement de base à des tarifs équitables repose sur les GRD. Ceux-ci sont désignés par les cantons et un éventuel contrat de prestations peut leur être imposé (art. 5 al. 1 LApEl). Le Tribunal fédéral a précisé qu'il n'appartient pas à l'ElCom de fixer les tarifs d'électricité de l'approvisionnement de base mais aux GRD (cf. art. 6 al. 1 et 3 LApEl). Un contrôle *ex ante* des tarifs de l'électricité a été expressément exclu par le législateur⁵¹. Lorsque l'ElCom intervient dans la formation des prix, elle le fait comme autorité de surveillance⁵². Dans l'exercice de ses tâches de surveillance des tarifs (art. 22 al. 2 let. b LApEl), l'ElCom ne peut ainsi se saisir qu'en cas de violation avérée de la loi, ce qui exclut tout contrôle en opportunité. L'ElCom ne peut s'immiscer dans le pouvoir d'appréciation du GRD. Il en va de même des juridictions supérieures dont le pouvoir d'examen ne peut aller au-delà de celui de l'autorité de décision de première instance. Elles aussi doivent se limiter à un contrôle de conformité au droit, à l'exclusion de tout contrôle en opportunité et vérifier, le cas échéant, que le pouvoir d'appréciation des GRD a été respecté par l'ElCom.

[47] Toute la question est de savoir si la notion de tarifs adéquats est une notion juridique indéterminée (« *unbestimmter Rechtsbegriff* ») qui permettrait à l'ElCom, en l'absence de base légale concrétisant cette notion, de substituer sa propre appréciation à celle des GRD. Le Tribunal fédéral considère que la notion d'adéquation des tarifs est une notion juridique indéterminée et relève d'un contrôle de la conformité au droit⁵³. Le Tribunal fédéral semble ainsi parvenu à la

⁴⁸ Directive ElCom 3/2018.

⁴⁹ DETEC, Instruments d'encouragement pour les énergies renouvelables : le DETEC fixe le coût moyen pondéré du capital pour l'année 2018, 6 mars 2018, <https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/detec/medias/communiqués-de-presse.msg-id-70001.html>.

⁵⁰ Art. 66 et Annexe 3 de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR – RS 730.03).

⁵¹ ATF 138 II 465, consid. 8.6.4.

⁵² ATF 142 II 451, consid. 3.6.1.

⁵³ ATF 142 II 451 consid. 4.5.3.

conclusion que l'adéquation des tarifs n'est pas une question d'appréciation⁵⁴. Il s'ensuit que les tarifs ou les composantes tarifaires de l'approvisionnement de base en électricité qui s'avèrent non « équitables » peuvent se voir réduits par l'ElCom. Selon la jurisprudence, l'ElCom dispose sur ce point d'une marge d'appréciation que le TAF doit respecter lorsqu'il contrôle la qualité de son action, de même que celle des ordonnances appliquées par elle⁵⁵.

[48] En substance, de ce que l'on peut déduire de la jurisprudence, ce sont les GRD qui disposent d'une marge d'appréciation en matière de tarifs de l'approvisionnement de base, mais il suffit à l'ElCom de considérer discrétionnairement qu'un tarif n'est pas adéquat pour attirer cette marge d'appréciation à son profit. Cette solution est contradictoire et insatisfaisante. La jurisprudence actuelle conduit *de facto* à retirer aux GRD tout pouvoir d'appréciation en matière de tarifs de l'approvisionnement de base alors qu'ils sont responsables de la sécurité d'approvisionnement et en supportent les risques. L'exemple de la méthode du prix moyen démontre que l'ElCom n'a pas de boule de cristal en matière d'évolution des prix. Les acteurs du marché sont généralement mieux informés, ce qui explique le principe de subsidiarité de l'art. 3 al. 2 LApEl.

[49] Le projet de révision de la LApEl du Conseil fédéral ne règlera pas la question du partage de compétences entre GRD et régulateur. Le Message du Conseil fédéral évoque une « marge de tolérance » ou « marge de manœuvre » (« *gewisse Toleranzen* » ou « *gewisser Spielraum* ») des GRD pour fixer des tarifs adéquats. Le régulateur pourra procéder au contrôle des tarifs en ménageant des « plages de tolérance » (« *Toleranzbänder* »)⁵⁶. Ces explications ne mettront pas fin à la concurrence en matière de marge d'appréciation. Il serait souhaitable que les domaines dans lesquels le régulateur dispose d'une marge d'appréciation (à l'inverse des GRD) soient délimités par la loi. Il peut s'agir du coût du capital investi ou du transfert de coûts internes par exemple.

10. Adéquation des tarifs et volatilité des prix

[50] Même si le Message du Conseil fédéral à l'appui de la LApEl ne l'évoquait pas, la question de la stabilité des prix de l'approvisionnement de base a occupé les Chambres fédérales⁵⁷. L'actualité démontre une nouvelle fois la volatilité des prix, ce qui est un élément connu et inhérent au secteur de l'électricité. Au vu de la pratique changeante du régulateur et des incertitudes sur l'ouverture intégrale du marché, il est compréhensible que les fournisseurs de l'approvisionnement de base hésitent à s'engager sur le long terme. Comme le modèle réglementaire leur permet de répercuter tous leurs achats à court terme sur les consommateurs captifs, ils ont peu d'incitations à prendre des risques afin de limiter la volatilité des prix. Au niveau suisse, les consommateurs captifs supportent donc de façon prépondérante les risques de marché. Dans un tel contexte, l'intervention du régulateur peut discipliner les acteurs monopolistiques et les inciter à adopter une politique de gestion des risques. Or, le régulateur suisse n'a jamais vérifié la stratégie de couverture des risques, ce qui se traduit aujourd'hui par des hausses tarifaires qui auraient pu être

⁵⁴ KATHRIN FÖHSE, BGer 2C_681/2015 und 2C_682/2015 : Festlegung und Kontrolle der Elektrizitätstarife in der Grundversorgung, AJP/PJA 12/2016, p. 1719.

⁵⁵ ATF 142 II 451, consid. 4.5.1/3 ; 138 II 465, consid. 7.7 ; Arrêt du Tribunal fédéral 2C_828/2019 du 16 juillet 2020, consid. 6.2.

⁵⁶ Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables du 18 juin 2021, nbp 4, p. 83.

⁵⁷ BO 2005 N 1062 (Anne-Catherine Menétrey-Savary).

mieux contenues. L'auteur de cette contribution a déjà écrit sur cette problématique en soulignant toutefois que les GRD ne sont pas responsables d'une situation due aux incertitudes juridiques sur l'ouverture du marché⁵⁸. Au vu des enseignements de la crise actuelle, la stabilité des prix devrait à l'avenir être intégrée dans les critères d'adéquation des tarifs⁵⁹.

[51] La méthode du prix moyen fait abstraction de cette composante et des besoins de couverture différents selon les consommateurs. Elle ignore le rôle de la production propre et des contrats à long terme en matière de couverture des risques de marché.

[52] Le projet de révision de la LApEl corrige le défaut de base légale en matière de tarification de l'approvisionnement de base i) en mettant fin au principe du *cost-plus* (art. 6 al. 3) ii) en définissant que sont adéquats les tarifs qui se situent dans la fourchette des prix du marché de produits électriques comparables durant l'année concernée (prix comparatifs du marché) (art. 6 al. 3) et iii) en donnant au Conseil fédéral la compétence pour fixer les principes applicables à la détermination des prix comparatifs du marché. Le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions concernant la composition du produit électrique standard (art. 6 al. 4).

[53] Si la situation est améliorée en termes de base légale, on ne peut en dire autant de la sécurité juridique pour les GRD. Le Message du Conseil fédéral indique tout à la fois que les prix comparatifs du marché devront se baser sur les prix à terme sur le marché de gros, négociés au moment de la publication des tarifs de l'approvisionnement de base, sur les prix de marché de gros (sans doute *spot*), sur les tarifs de l'approvisionnement de base des autres zones de desserte et sur les prix de l'électricité dans des marchés étrangers⁶⁰. Cette énumération multifactorielle ne permet aucune prévisibilité. Compte tenu des expériences passées, il sera essentiel que les principes tarifaires soient contenus dans la loi et l'ordonnance et ne soient pas laissés à l'appréciation du régulateur.

[54] Dans l'hypothèse où le législateur devait refuser le projet soumis par le Conseil fédéral, il serait néanmoins souhaitable de mettre fin aux incertitudes juridiques actuelles qui nuisent à la fois aux consommateurs de l'approvisionnement de base et aux investissements dans la production indigène. Les principes tarifaires minimaux devaient être définis par le législateur avec une délégation de compétence au Conseil fédéral pour les modalités.

11. Conclusions

[55] Le choix du législateur en 2005 de confier l'approvisionnement de base pour l'essentiel à une multitude de petits réseaux de distribution pouvait se comprendre après l'échec de la Loi sur le marché de l'électricité en votation populaire en 2002. La crise actuelle qui surgit durant une procédure de révision parlementaire devrait amener le législateur à s'interroger sur la meilleure façon de concilier la protection des consommateurs, le développement de la production indigène

⁵⁸ GILLES ROBERT-NICOUD, nbp 13, N 30.

⁵⁹ A titre exemplaire, dans une décision du 18 mai 2018 (n^{os} 413688 et 414656), le Conseil d'Etat français a considéré que les États peuvent imposer aux opérateurs des tarifs réglementés. Mais les obligations doivent être fondées sur des considérations relatives à « l'intérêt économique général », parmi lesquelles on peut compter « la sécurité de l'approvisionnement et la cohésion territoriale ». Un objectif de garantir aux consommateurs un prix plus stable que les prix de marché peut être regardé comme poursuivant l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix.

⁶⁰ Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables du 18 juin 2021, nbp 4, p. 83.

(qui participe à la sécurité d’approvisionnement) et les objectifs de décarbonation. Comme le législateur l’a déjà admis en permettant le transfert des coûts de production renouvelable indigène à l’approvisionnement de base (art. 6 al. 5 bis LApEl), ce segment de clientèle, en raison de son besoin de stabilité des prix, est un débouché naturel permettant de sécuriser des investissements sur le long terme. Le besoin de sécurité des producteurs rejoint celui des consommateurs. De tels investissements nécessitent toutefois des bassins de consommation suffisamment larges et par conséquent le regroupement des zones de desserte. Cette concentration peut donner naissance à de nouveaux partenariats entre producteurs et fournisseurs de l’approvisionnement de base. De plus, avec le développement important souhaité de la production indigène décentralisée, le rôle des GRD en matière de reprise de la production sera déterminant, ce qui pose la question de la taille critique nécessaire au regard des objectifs fédéraux ambitieux.

[56] Il sera également nécessaire que les incertitudes juridiques en matière de tarification soient levées. Le législateur devra fixer les principes fondamentaux de tarification avec une délégation de compétence au Conseil fédéral pour définir les modalités. Des exigences minimales en termes de stabilité des prix de l’approvisionnement de base pourront être définies. Le rôle du régulateur sera ainsi de vérifier le respect des dispositions légales (avec une éventuelle marge d’appréciation dans des domaines définis par la loi), qui seront désormais prévisibles pour les acteurs du marché et les consommateurs de l’approvisionnement de base.

GILLES ROBERT-NICOUD, avocat associé de l’Etude MCE Avocats à Lausanne.