

ELCOM 211-00301-2021-12-07-rjprCy vom 7. Dezember 2021

ElCom, 2021-12-07, FR

Quelle: https://mcp.opencaselaw.ch/entscheid/elcom_211-00301-2021-12-07-rjprCy

FR: ELCOM 211-00301-2021-12-07-rjprCy du 7 décembre 2021

IT: ELCOM 211-00301-2021-12-07-rjprCy del 7 dicembre 2021

Erwägungen

E. 1

Compétence 30 A teneur de l'article 22 LApEl (2015), l'ElCom surveille le respect de la loi, prend les mesures et rend les décisions nécessaires à l'exécution de la loi et des dispositions d'exécution. Elle est en particulier compétente pour vérifier, d'office ou en cas de litige, les tarifs et la rémunération pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs de l'électricité (art. 22, al. 2, let. a et b, LApEl). La législation en matière d'approvisionnement en électricité (LApEl et ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité [OApEl ; RS 734.71]), contient plusieurs règles concernant la composition des tarifs de la rémunération pour l'utilisation du réseau et des tarifs de l'électricité (notamment art. 6, 14 et 15 LApEl [2015] et art. 4, 7, et 12 à 19, OApEl [2017]). 31 La compétence de l'ElCom de procéder à la vérification des coûts et tarifs de l'énergie 2017 de REC est dès lors donnée. La procédure est menée d'office. 32 Dans sa prise de position du 31 août 2021 (pièce 57, let. B, ch. 2, let. c, pp. 15 s.), la destinataire de la décision fait valoir que les conditions matérielles d'intervention de l'ElCom fixées à l'article 19, alinéa 2 OApEl (c.-à-d. ordonner une compensation par réduction tarifaire pour cause de gains injustifiés) ne seraient pas remplies en l'espèce et conteste donc la compétence de l'ElCom. 33 L'autorité de céans est compétente pour l'application de l'article 19 OApEl. En effet, le respect des exigences de l'article 19 OApEl est une question d'ordre matériel et non d'ordre formel. C'est pourquoi la question de la compétence n'est pas décisive en l'espèce. 34 En outre, dans son arrêt A-2857/2013 du 21 octobre 2010, le Tribunal administratif fédéral (TAF) a confirmé la pratique de l'ElCom concernant les différences de couverture (notamment le calcul des intérêts théoriques) qui se base sur l'application de l'article 19, alinéa 2 OApEl (cf. directive 1/2012 de l'ElCom du 19 janvier 2012/13 juin 2013 relative aux différences de couverture des années précédentes, annexes comprises [ci-après : directive 1/2012 ; téléchargeable sur www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Directives ■ Directives abrogées, consulté le

E. 6

Bases légales 54 Selon l'article 6, alinéa 1 LApEl, les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs avec approvisionnement de base la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. Les consommateurs finaux avec approvisionnement de base sont les consommateurs captifs (c.-à-d. les ménages et les autres consommateurs finaux qui consomment annuellement moins de 100 MWh par site de consommation ; art. 6, al. 2, LApEl) et ceux n'ayant pas fait usage de leur droit d'accès au réseau (art. 6, al. 1, LApEl). 55 Les tarifs doivent présenter séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques (art. 6, al. 3, i. f., LApEl). Selon l'article 6, alinéa 4, 2e phrase LApEl, le

gestionnaire du réseau doit tenir une comptabilité par unité d'imputation pour la composante concernant la fourniture d'énergie. Par ailleurs, il a l'obligation de répercuter proportionnellement sur les consommateurs avec approvisionnement de base le bénéfice qu'il tire du libre accès au réseau (art. 6, al. 5, LApEl [2015]), c'est-à-dire les bénéfices qu'il tire des achats d'énergie sur le marché (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 3, ch. marg. 36, p. 9). 56 La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat long terme du gestionnaire du réseau de distribution (art. 4, al. 1, OApEl [2017]). Selon la jurisprudence du TF, ces deux composantes ne sont pas exhaustives. A tout le moins lorsque la production propre et les contrats d'achat long terme ne suffisent pas à couvrir la demande, le gestionnaire de réseau (ci-après : GRD) est en droit de procéder à des achats d'énergie à court terme sur le marché. D'éventuels bénéfices doivent impérativement être répercutés sur les consommateurs finaux en approvisionnement de base (ATF 142 II 451, consid. 5.2.7). 57 Selon l'article 19, alinéa 1, 1ère phrase OApEl, l'ElCom compare les niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau en vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité. Conformément à l'article 19, alinéa 2 OApEl, elle ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés. La notion d'efficacité est ainsi directement ancrée dans la législation sur l'approvisionnement en électricité (cf. également art. 8 et 15 LApEl [2015] ; ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 3, p. 9).

14/59

E. 7

février 2019, consid. 3.2, ch. marg. 21 – 24, pp. 6 s. ; cf. également ElCom, décision incidente 211-00302 du 9 avril 2019, consid. 3.2.1, ch. marg. 23, p. 8). 63 Il est dès lors incompréhensible que la destinataire de la décision se plaise à croire en toute bonne foi que, en ce qui concerne la méthode du prix moyen, il s'agisse d'un changement de pratique rétroactif et qu'aucune correction ne doive être apportée pour les années passées. Pour le même motif, la destinataire de la décision ne saurait être suivie lorsqu'elle prétend que l'ATF 142 II 451 datant de fin juillet 2016, il ne lui était plus loisible de le mettre en œuvre dans le délai du 31 août 2016 (pièce 57, let. A, ch. 6, page 11). En effet, les corrections à apporter sont à prendre en compte dans le cadre du mécanisme de différence de couverture, qui veut que les gains injustifiés dus à des tarifs d'électricité trop élevés soient compensés par des réductions de tarifs dans les années suivantes (art. 19, al. 2, OApEl). Ainsi, le calcul des différences de couverture 2017 devant intervenir en 2018, dans le cadre du calcul des tarifs 2019, la destinataire de la décision avait tout à fait le temps de corriger ses données comme le lui demandait le ST ElCom. 64 Force est de constater que la méthode du prix moyen correspond à la méthode appliquée par l'ElCom depuis les débuts de ses vérifications des coûts et tarifs de l'énergie (cf. notamment ElCom, décision 211-00016 du 17 novembre 2016, consid. 6, pp. 48 ss ; ElCom, décision partielle 211-00004 du 15 décembre 2016, consid. 7, pp. 9 ss et ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5, pp. 26 ss). C'est également la méthode utilisée dans le cadre du contrôle des tarifs de l'électricité 2009 de la zone de desserte de RESA (cf. ElCom, décision 957-08-036 du 16 avril 2012), où les coûts de la production propre ont été corrigés pour permettre le calcul d'un coût moyen de l'énergie (production propre, contrats long terme, contrats partenaires

et achats marché) appliqué dans le cadre du calcul de la différence de couverture de l'énergie. 65 Ainsi, le grief selon lequel l'autorité de céans aurait procédé à un changement de pratique est sans fondement.

16/59

E. 7.1

Arguments de la destinataire de la décision 58 La destinataire de la décision se prévaut de la rétroactivité. Pour elle en effet, l'arrêt de référence en matière de méthode du prix moyen – à savoir l'ATF 142 II 451 – ayant été rendu le 20 juillet 2016, elle ne disposait plus du temps suffisant pour procéder aux calculs nécessaires à sa mise en œuvre correcte dans le délai légal du 31 août 2016 (pièce 57, let. A, ch. 6, p. 11). Pour elle, il n'a été mis fin à l'insécurité juridique que par l'adoption par les Chambres fédérales en décembre 2017 des modifications de la LApEl. Enfin, la promulgation par l'ElCom en avril 2018 de la directive 3/2018 aurait eu pour effet d'introduire un taux de WACC de production maximal de 4.98% avec effet rétroactif sur plusieurs années. Il s'agirait dès lors d'un changement de pratique illicite (pièce 57, sp. let. B, ch. 1, p. 14 ; let. B, ch. 3 let. c et d, pp. 17 ss). Elle se prévaut également de la prescription, respectivement de la péremption, du droit pour l'ElCom de demander la modification des tarifs ex post (pièce 57, let. C, ch. 1, let. b et ch. 2, pp. 22 ss). 59 Pour des raisons de logique de raisonnement, l'autorité de céans a regroupé dans un seul considérant tous les griefs relatifs à l'application du droit dans le temps. Toutefois, la question de l'absence de changement de pratique (consid. 7.2) sera abordée avant celle de la rétroactivité (consid. 7.3) et celle de l'absence d'empêchement par l'écoulement du temps (péremption/ prescription)(consid. 7.4). Enfin, une conclusion intermédiaire compilera le tout (consid. 7.5).

E. 7.2

Pas de changement de pratique 60 Dans sa prise de position du 31 août 2021 (pièce 57, sp. let. B, ch. 1, p. 14 ; let. B, ch. 3 let. c et d, pp. 17 ss), la destinataire de la décision prétend notamment que l'ElCom a changé sa méthode de vérification du calcul des coûts de l'approvisionnement en énergie dans l'approvisionnement de base, au moment du retournement du marché en 2013, à savoir lorsque les coûts d'achat de l'énergie sur le marché ont baissés et sont devenus moins chers que les coûts de production, et mentionne à la page 10 : « il nous semble injustifié de changer de méthode uniquement les années où cela se révèle défavorable à l'exclusion des années précédentes ». 61 Selon l'article 22, alinéa 2, lettre b LApEl, l'ElCom est compétente pour vérifier d'office les tarifs de l'électricité ; elle peut exiger une réduction des tarifs (ex post) ou s'opposer à une augmentation (ex ante) (CONSEIL FÉDÉRAL, Message du 3 décembre 2004 relatif à la modification de la loi sur les installations électriques et à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité [04.083 ; ci-après : MCF], FF 2005 1545 s. ; cf. également TAF, arrêt du 10 décembre 2013, A-3343/2013, consid. 1.1.2.5). Par ailleurs, la jurisprudence fédérale a retenu que, s'agissant d'une intervention ex post, l'article 19, alinéa 2 OApEl, qui codifie le système dit des différences de couverture, autorise l'autorité de céans à ordonner la compensation au moyen d'adaptations des tarifs les années suivantes non seulement en matière d'utilisation du réseau, mais également s'agissant de la fourniture d'électricité. Il s'applique pleinement à la compensation des différences de couverture pour les tarifs relevant de l'approvisionnement de base en énergie (TF, arrêt 2C_828/2019 du 16 juillet 2020, consid. 8.1, p. 18). L'ElCom peut donc également engager des

procédures se rapportant à des années tarifaires passées pour procéder à la vérification des coûts et tarifs de l'énergie destinée à la fourniture de l'approvisionnement de base.

15/59

62 En l'espèce, l'autorité de céans a indiqué à plusieurs reprises que, selon elle, l'imputation des coûts aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base doit se faire selon la méthode dite du prix moyen (cf. par exemple : ElCom, décision 957-08-141 du 15 avril 2013, consid. 6.3.4 ; décision 957-09-127 du 22 janvier 2015, consid. 2.2.1.3 ; ST ElCom, Séance d'information pour gestionnaires de réseau 2015, diapositives 119 ss, téléchargeable sur : www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Manifestations ■ Séances d'information pour gestionnaires de réseau ■ Séances d'information 2015, consulté le 6 décembre 2021). Lors des séances d'information pour gestionnaires de réseau de 2016 et de 2017, l'autorité de céans a également indiqué qu'en raison des procédures de recours en cours à ce sujet, toutes les procédures déjà engagées étaient momentanément suspendues et que, une fois la situation clarifiée (dans le cadre des débats au Parlement sur l'abrogation de l'article 6, alinéa 5 LApEl [2015]), une solution serait recherchée avec les gestionnaires de réseau qui, dans une large mesure, n'ont pas respecté la méthode du prix moyen (cf. ST ElCom, Séance d'information pour gestionnaires de réseau 2016, diapositive 49 ; ST ElCom, Séance d'information pour gestionnaires de réseau 2017, diapositives 22 ss, tous deux téléchargeables sur : www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Manifestations ■ Séances d'information pour gestionnaires de réseau ■ Séances d'information 2016/2017, consulté le 6 décembre 2021). Par ailleurs, l'autorité de céans a indiqué dans sa Newsletter 8/2016 (www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Newsletter, consulté le 6 décembre 2021) que des corrections devaient être apportées au calcul des coûts de l'énergie imputables à l'ap- provisionnement de base (pour les années passées, à compter de l'année tarifaire 2013) par le biais du mécanisme de différences de couverture. Durant toutes ces années, l'ElCom a ainsi toujours communiqué son avis en matière d'imputation des coûts à l'approvisionnement de base et a mené ses procédures d'examen en conséquence (ElCom, décision incidente 211-00300 du

E. 7.3

Pas de rétroactivité

E. 7.3.1

Généralités 66 La destinataire de la décision mentionne en outre l'effet rétroactif, tant de la méthode du prix moyen, que du taux de WACC de la production tel qu'il découle de la directive 3/2018 (cf. consid. 7.1 et pièce 5, ainsi que ch. marg. 3 ci-dessus). 67 Par effet rétroactif, on entend l'application d'un nouveau droit à des faits régis par l'ancien droit (TSCHANNEN PIERRE/ZIMMERLI ULRICH/MÜLLER MARKUS, *Allgemeines Verwaltungsrecht*, 4e éd., Berne 2014, § 24 ch. marg. 21, p. 203). La rétroactivité implique par conséquent un changement du droit.

E. 7.3.2

En ce qui concerne l'application de la méthode du prix moyen 68 Les bases juridiques pertinentes pour la présente procédure n'ont pas changé dans la mesure où elles se rapportent à la méthode du prix moyen : tant l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015), dont découle la méthode du prix moyen, que l'article 4, alinéa 1 OApEl (2017), duquel l'autorité de céans infère le droit à un bénéfice approprié pour la production également, sont tous

deux en vigueur depuis l'entrée en vigueur de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Les modifications ultérieures apportées à l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) ne concernent en effet qu'une précision selon laquelle la répercussion du bénéfice peut au besoin s'effectuer au moyen d'adaptations des tarifs les années suivantes. Elles sont en outre postérieures à la version de 2015, applicable en l'espèce. Elle limite également dans le temps ces répercussion du bénéfice. Comme nous le verrons plus bas (cf. ch. marg. 72), ce point n'est toutefois pas pertinent en l'es- pèce. 69 Le régime législatif applicable aux vérifications de l'autorité de céans en lien avec la méthode du prix moyen, qui se sont poursuivies après l'arrêt déterminant du TF (ATF 142 II 451) et après les débats qui ont suivis aux Chambres fédérales, n'a donc subi aucun changement sur le fond. Or, il ne peut y avoir d'effet rétroactif sans modification du droit. La régulation ex post n'implique pas en tant que telle un effet rétroactif (ElCom, décision incidente 211-00300 du 7 février 2019, consid. 3.2, ch. marg. 25, p. 8). 70 Comme cela a déjà été démontré plus avant (consid. 7.2), la pratique de l'autorité de céans, respectivement du ST ElCom, a toujours été constante dans l'application de la méthode du prix moyen comme mise en œuvre de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) qui dispose que les gestion- naires d'un réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consom- mateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau pour la période sous revue. Il n'y a donc pas eu de changement de pratique en la matière. A noter au passage que, la pratique de l'ElCom n'ayant pas changé, il n'y a pas eu d'atteinte au principe de constance, contrairement à ce que prétend la destinataire de la décision, notamment sous let. B, ch. 3, let. d, en p. 19 de sa prise de position du 31 août 2021 (pièce 57). 71 Par ailleurs, la destinataire de la décision est d'avis que le changement de pratique dont elle se prévaut serait contraire au principe de la légalité, au principe de la proportionnalité, et enfin à l'intérêt public (pièce 57, sp. let. B, ch. 3 let. c et d, pp. 17 ss, ch. marg. 58 ci-dessus). Il s'agit-là de conditions normales de la rétroactivité (cf. notamment TANQUEREL THIERRY, Manuel de droit administratif, 2e édition, Zurich 2018, ci-après : TANQUEREL, ch. marg. 420, p. 143 s.) qu'il devient superflu d'analyser. En effet, comme la rétroactivité ne saurait être retenue en l'espèce, la condi- tion du changement de loi n'étant pas remplie, l'analyse des conditions auxquelles la rétroactivité est possible s'avère inutile (cf. également consid. 11.3).

17/59

72 Enfin, l'absence de changement de pratique de l'autorité de céans relative à la méthode du prix moyen étant établi, il n'y a dès lors pas lieu d'analyser en quoi ce prétendu changement de pra- tique contreviendrait au principe de la bonne foi, d'une part, et en quoi la position adoptée par l'autorité de céans serait « quelque peu arbitraire » (pièce 57, let. B, ch. 3, let. c, p. 17).

E. 7.3.3

En ce qui concerne la directive 3/2018 relative au WACC de la production 73 Il est également erroné de prétendre que la directive 3/2018 est appliquée de manière rétroactive. En effet, la présente procédure porte sur la vérification relative aux coûts imputables de l'énergie pour l'année 2017. Les coûts pertinents sont donc les coûts effectifs 2017. Or, ceux-ci sont con- nus dès le dépôt du fichier de comptabilité analytique 2019, lequel est intervenu en août 2018 (art. 7, al. 7, OApEl). A cette date, la directive 3/2018 était déjà censée être connue de la desti- nataire de la décision, puisqu'elle a été publiée en avril 2018. Elle ne peut donc pas se prévaloir d'un éventuel effet rétroactif. Elle avait même suffisamment de temps pour implémenter le con- tenu de cette directive dans son fichier de

comptabilité analytique 2019. Ainsi, si la directive 3/2018 (évoquée dans le cadre de la présente procédure) et celles qui lui ont succédé, à savoir les directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021, se réfèrent bel et bien à des années tarifaires passées, elles ne déploient pas pour autant d'effet rétroactif contraire au principe de légalité, contrairement à ce que prétend la destinataire de la décision. Par ailleurs, la directive reflète la pratique de l'autorité de céans. Celle-ci a publié la manière dont elle évalue le WACC de la production. En quelque sorte et en d'autres termes, elle rend ainsi visible et intelligible sa pratique. Dans le cas présent et même sans directive, l'autorité de céans aurait appliqué sa méthode de la même manière. 74 Par ailleurs, les ordonnances administratives n'ont pas de date d'entrée en vigueur à proprement parler et sont susceptibles de s'appliquer à des faits qui se sont entièrement déroulés avant leur adoption ; du point de vue de la légalité, seul importe en effet que les faits en question se soient entièrement déroulés après l'entrée en vigueur de la loi à laquelle l'ordonnance administrative se rapporte (cf. DUBEY JACQUES/ZUFFEREY JEAN-BAPTISTE, Droit administratif général, Bâle 2014, ci-après : DUBEY/ZUFFEREY, ch. marg. 843, p. 303). En ce sens donc également, la directive 3/2018 n'est pas appliquée de manière rétroactive. 75 A noter enfin que les quatre directives successives de l'EiCom 3/2018 du 10 avril 2018 (évoquée dans le cadre de la présente procédure), 3/2019 du 5 mars 2019, 2/2020 du 10 mars 2020 et 1/2021 du 16 mars 2021 relatives au WACC de la production présentent une pratique identique : seuls les tableaux présentant les calculs du WACC de la production ont été actualisés. La logique demeure donc la même.

E. 7.4

Pas d'empêchement par l'écoulement du temps (péremption/prescription) 76 La destinataire de la décision soulève la question de la prescription, respectivement de la péremption du droit pour l'EiCom de demander la modification des tarifs ex post (pièce 57, let. C, ch. 1, let. b et ch. 2, pp. 22 ss). 77 Il découle de l'article 22, alinéa 2, lettre b LApEl que l'EiCom peut procéder à une correction ex post des tarifs (cf. ch. marg. 61). Cependant, le MCF ne précise pas ce que cela signifie en termes de délai. Ni la LApEl, ni l'OApEl, ne précisent donc à partir de quand l'EiCom ne peut plus intervenir après coup (ex post) et ordonner des adaptations. Dans ce contexte, la destinataire de la décision mentionne le délai de prescription de cinq ans selon le droit des obligations.

18/59

A noter que tant le droit fiscal (cf. art. 120 de la loi fédérale sur l'impôt fédéral direct du 14 décembre 1990 [LIFD ; RS 642.11]) que le droit civil (cf. art. 127 de la loi fédérale complétant le Code civil suisse [Livre cinquième : Code des obligations] du 30 mars 1911 [CO ; RS 220]) prévoient des délais de cinq ans pour ce type de redevances périodiques. Si l'on applique par analogie un délai de cinq ans au cas présent, il devient évident que l'année tarifaire 2017 – qui fait l'objet de la présente procédure, ouverte le 28 mai 2019 (pièce 29) – est comprise dans ce délai et peut donc encore être corrigée. L'EiCom a donc également agi correctement sur ce point (EiCom, décision incidente 211-00302 du 9 avril 2019, consid. 3.2.1, ch. marg. 22, p. 8). 78 Par ailleurs, il découle du nouvel article 6, alinéa 5 i. f. (2019), dont se prévaut la destinataire de la décision, que les gestionnaires de réseau ne sont pas tenus de procéder à de telles adaptations si le bénéfice de l'exercice concerné date de plus de cinq ans. La question de l'application de cette disposition au cas d'espèce est toutefois contestable pour les motifs suivants. Le nouvel article 6, alinéa 5 i. f. (2019) est en effet entré en vigueur le 1er juin 2019. A ce titre, il est non seulement postérieur à la période sous

revue sachant que la procédure porte sur l'année tarifaire 2017 (1), mais en plus, la procédure a également été ouverte avant l'entrée en vigueur du nouvel article 6, alinéa 5 i. f (2019), à savoir le 28 mai 2019 (pièce 29). 79 Enfin, il ressort des travaux préparatoires (cf. objet du Conseil fédéral 16.035) que les gestionnaires de réseaux de distribution ne devaient pas être libérés de l'obligation de répercuter les bénéfices, mais qu'il fallait éviter que des procédures de vérification des tarifs soient encore ouvertes plus de cinq ans après la fin d'une année tarifaire. Quand bien même ce délai de cinq ans serait dépassé, il ressort de la pratique de l'ElCom que les gestionnaires de réseau ne sont pas libérés de l'obligation de répercuter les bénéfices qu'ils tirent de l'accès au réseau selon l'article 6, alinéa 5 LApEl actuel pour les années tarifaires remontant à plus de cinq ans. Comme cela a déjà été démontré plus avant (ch. marg. 63), la destinataire de la décision aurait par ailleurs tout à fait pu répercuter lesdits bénéfices conformément à l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015). Le principe de l'égalité de traitement commande ainsi de traiter la destinataire de la décision de la même manière que les gestionnaires de réseau dont les procédures en vérification des tarifs sont entrées en force avant l'entrée en vigueur de l'article 6, alinéa 5, 2e phrase LApEl actuel ou qui ont déjà répercuté volontairement ou non les bénéfices qu'ils ont tiré de l'accès au réseau (ElCom, décision 211-00008 du 6 avril 2020, ch. marg. 87 ss, pp. 24 s.). 80 La question de savoir si nous sommes en présence d'une prescription, dont le délai est interrompu, ou d'une péremption, dont le délai ne l'est pas, peut rester ouverte en l'espèce. En effet, dans les deux cas, un délai de cinq ans est évoqué. Or, comme la procédure porte sur la vérification des tarifs de l'année tarifaire 2017, force est de constater que le délai est respecté.

E. 7.5

Conclusion intermédiaire 81 Lorsque l'ElCom applique la méthode du prix moyen, elle ne procède pas à une application rétroactive du droit à des faits passés et ne contrevient pas aux principes constitutionnels. Par ailleurs, l'autorité de céans n'a procédé à aucun changement de pratique en la matière. Enfin, l'écoulement du temps ne constitue pas un empêchement s'opposant à l'ajustement des tarifs de la destinataire de la décision (péremption/prescription).

19/59

E. 8

Griefs relatifs à la méthode du prix moyen

E. 8.1

Conformité de la méthode du prix moyen à l'article 19 OApEl 82 La destinataire de la décision est d'avis que le cadre fixé par l'article 19 OApEl n'a pas été respecté et que la méthode du prix moyen est contraire aux buts fixés par la loi. Selon elle, l'autorité de céans n'observe pas les principes de calcul des tarifs fixés dans l'ordonnance. Il ne serait en effet tenu compte, ni des niveaux d'efficacité des gestionnaires de réseau, ni des différences structurelles entre les différentes entreprises, ni de la qualité de l'approvisionnement. Dans ce contexte, il y aurait lieu de retenir que la destinataire de la décision distribue à ses clients environ [...] % d'électricité provenant de production 100% locale et renouvelable. Pour elle, il est donc discutable qu'aucune différence ne soit faite entre le prix de l'électricité provenant des marchés étrangers, d'une part, et le prix de l'électricité renouvelable produite localement, d'autre part. Par ailleurs, elle conteste également le fait qu'il ne soit fait aucune mention des valeurs de référence internationales ou des pratiques d'autres autorités de

régulation sur le marché de l'électricité dans des pays comparables à la Suisse, notamment au sein de l'Union européenne, mais également au Brésil ou au Québec (cf. notamment pièce 57, let. A, ch. 5, let. e, p. 11, let. B, ch. 3, let. d, 2e puce, p. 19 ou encore let. D, p. 25). 83 Tout d'abord il y a lieu de souligner que le TF a reconnu que l'approche choisie par l'EICOM est totalement compatible avec l'article 19, alinéa 1 OApEl. Dans son arrêt du 20 juillet 2016 (ATF 142 II 451), le TF répond en effet au TAF qui avait exigé une comparaison d'efficacité plus ample, et rejette cette exigence (cf. ATF 142 II 451, consid. 6.3.2). L'article 19, alinéa 1 OApEl est, tout comme l'article 4, alinéa 1 OApEl (2017), une norme d'exécution et non pas une norme de délégation. Elle concrétise ainsi les dispositions de la LApEl. Il est correct que cette dernière loi ne contienne aucune règle concernant l'efficacité au niveau du secteur de l'énergie. Elle parle d'efficacité uniquement dans le contexte des coûts imputables au secteur du réseau (cf. art. 8, al. 1 et 15, al. 1, LApEl [2015]). Cependant, on ne voit aucune raison plausible qui serait contraire à l'application de la notion d'efficacité de l'article 4, alinéa 1 OApEl (2017) (cf. également ATF 142 II 451). Par ailleurs, une interprétation contraire basée sur les déclarations faites par l'un ou l'autre politicien lors des débats parlementaires n'est pas de nature à renverser l'interprétation faite par le TF. 84 Dans le secteur du réseau, l'efficacité est une condition supplémentaire et indispensable dans l'imputabilité des coûts. Sur la base du critère de l'efficacité, il est possible de réduire les coûts effectifs d'un gestionnaire de réseau. Il est même envisageable de déduire le critère d'efficacité directement de la notion indéterminée de « tarifs équitables » prévue à l'article 6, alinéa 1 LApEl pour le secteur de l'énergie. Selon l'article 4, alinéa 1 OApEl (2017), qui concrétise en tant que norme d'exécution cette disposition légale, la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace. Sur la base d'une interprétation conforme à la loi de l'article 19, alinéa 1 OApEl et de sa formulation, qui parle de « tarifs d'électricité », l'autorité de céans est donc compétente pour effectuer une comparaison de l'efficacité des coûts de l'énergie. 85 D'une manière plus détaillée, le TF a relevé que l'autorité de céans devait, sur le principe, contrôler les tarifs d'électricité dans leur ensemble, sans se limiter à certaines de leurs composantes (ATF 142 II 451, consid. 6.2, p. 477). Il a également retenu que, cela étant, rien ne l'empêchait de se concentrer sur des composantes tarifaires qui lui semblaient problématiques lors d'un contrôle concret et d'ordonner une réduction du tarif examiné sur cette base exclusivement. En effet, l'article 19 OApEl (2017) ne l'oblige pas à comparer l'efficacité des gestionnaires de réseau sur la base d'une appréciation globale de leurs coûts (ATF 142 II 451, consid. 6.3.1, p. 477 s.). Sur un plan abstrait, une telle manière de faire, dans la mesure où elle pourrait se

20/59

fonder sur une méthode scientifique de comparaison des coûts, serait sans doute souhaitable. Son élaboration et sa mise en œuvre concrètes soulèvent toutefois de nombreuses difficultés et zones d'ombre. Une évaluation globale dépendrait de prémisses incertaines, comme l'évolution à moyen et long terme du marché. Le coût auquel une centrale électrique donnée produit de l'électricité est en outre intimement lié à la nature et à la structure de l'installation en question, lesquelles résultent du reste de facteurs historiques. Enfin, si l'on part de l'idée que l'approvisionnement en électricité est efficient lorsqu'il coûte le moins possible, il faudrait en conclure que les installations de production présentant des coûts de production élevés doivent être mises à l'arrêt, respectivement ne jamais être

construites, ce qui aurait des conséquences négatives sur le taux d'autosuffisance en énergie de la Suisse et sur la sécurité de son approvisionnement en électricité. Procéder à un contrôle des tarifs sur la base d'une comparaison d'efficacité globale impliquerait ainsi de nombreux jugements de valeur en matière de politique énergétique dont on peut douter qu'ils relèvent de la compétence de l'autorité de céans (cf. art. 164, de la Constitution fédérale de la Confédération suisse du 18 avril 1999 ; Cst., RS 101). Il n'est donc pas d'emblée exclu que celle-ci compare l'efficacité des gestionnaires de réseau en limitant son examen à certains types de coûts et puisse ordonner une réduction des tarifs au regard de positions clés. Ainsi, le simple fait d'assurer un approvisionnement de base selon un tarif globalement inférieur à celui des autres gestionnaires de réseau ne démontre pas forcément que la tâche en question est exécutée de manière efficiente, ni n'empêche l'autorité de céans d'ordonner une réduction dudit tarif sur la base d'un calcul des coûts imputables (cf. ATF 142 II 451 consid. 6.3.2 p. 478 ; TF, arrêt 2C_828/2019 du 16 juillet 2020, consid. 7.2, pp. 15 s.). 86 De même, les valeurs internationales de référence ne pourraient apporter aucune contribution à la vérification de « l'équité des tarifs » de l'énergie selon l'article 6, alinéa 1 LApEl. D'une part, ces valeurs ne sont pas connues de l'autorité de céans, d'autre part, si elles étaient disponibles, elles ne seraient pas pertinentes par le fait qu'elles concernent des niveaux de prix, des coûts de la vie et un cadre réglementaire, en partie, voire totalement différents. Cela est d'autant plus vrai en ce qui concerne les exemples expressément cités par la destinataire de la décision que sont le Québec et le Brésil. Ces exemples ne sont en outre pas pertinents dans la mesure où ces réseaux ne sont pas raccordés au réseau interconnecté européen, ce qui empêche de facto le commerce de l'électricité avec des producteurs raccordés à ces réseaux. A noter que la méthode du prix moyen découle de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) et non pas de l'article 19 OApEl. 87 En bref, il découle de ce qui précède que, contrairement à ce que prétend la destinataire de la décision, la méthode du prix moyen est bel et bien conforme à l'article 19, alinéa 1 OApEl.

E. 8.2

Opportunité de la méthode du prix moyen 88 La destinataire de la décision conteste en ces termes l'opportunité de la méthode du prix moyen (let. A, ch. 5, let. e, p. 10 de la prise de position du 31 août 2021 [pièce 57]) : « La méthode du prix moyen n'était pas opportune eu égard aux objectifs de politique énergétique et pénalise par ailleurs les GRD dont l'approvisionnement est assuré en partie par de la production propre, lorsque celle-ci se révèle plus onéreuse que le prix d'achat de l'électricité sur le marché. Elle n'est en outre pas non plus opportune pour les consommateurs captifs lorsque le GRD n'adopte aucune stratégie de hedging, soit de couverture des risques de volatilité, ces derniers étant directement fortement impactés aussitôt que les prix remontent. » 89 L'administration dispose d'un pouvoir d'appréciation (Ermessen), lorsque la loi lui laisse une certaine marge de manœuvre, en d'autres termes lorsque l'autorité chargée d'appliquer la loi a le choix entre plusieurs solutions qui sont toutes conformes au droit. Le pouvoir d'appréciation porte précisément sur ce choix. On dira qu'en exerçant celui-ci l'autorité statue « en opportunité »

21/59

(TANQUEREL, ch. marg. 500, p. 174). Le choix en opportunité est celui qui est fait entre plusieurs solutions qui, par définition, sont conformes au droit. L'opportunité, c'est l'espace de liberté qui reste à l'administration une fois que celle-ci a strictement respecté le cadre légal et qu'elle a dûment tenu compte de tous les principes juridiques qui s'imposent à elle à l'intérieur de ce cadre (TANQUEREL, ch. marg. 519 s., pp. 180 s.). 90 La jurisprudence

retient quant à elle que, quand bien même il décide en principe avec une cognition illimitée conformément à l'article 49 PA, le TAF fait preuve d'une certaine retenue dans l'exercice de son libre pouvoir d'examen lorsque la nature des questions litigieuses qui lui sont soumises l'exige, singulièrement lorsque leur analyse nécessite des connaissances spéciales ou encore lorsqu'il s'agit de circonstances techniques que l'autorité qui a rendu la décision connaît mieux. Si une autorité spécialisée et indépendante, prévue par la loi, avec des connaissances techniques spéciales fait office d'autorité inférieure, le Tribunal doit respecter son pouvoir d'appréciation technique. Pour autant que l'autorité spécialisée compétente ait examiné les aspects essentiels pour la décision et soigneusement effectué les clarifications nécessaires de manière complète, le Tribunal ne peut s'écarter de son appréciation que s'il a des raisons pertinentes pour le faire. L'ElCom constitue une telle autorité spécialisée (TAF, arrêt A-699/2017 du 26 août 2019, consid. 2.2 et références citées). 91 La méthode du prix moyen a précisément été développée par l'autorité de céans dans le cadre de son pouvoir d'appréciation afin de concrétiser l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) selon lequel les GRD sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau. Par cette méthode, l'autorité de céans explicite clairement comment les GRD doivent procéder. 92 La méthode du prix moyen a précisément été reconnue comme totalement compatible avec l'article 19, alinéa 1 OApEl par le TF (ATF 142 II 451 et consid. 8.1 ci-dessus). Elle constitue l'expression du choix de la méthode opérée par l'autorité de céans en vertu de son pouvoir d'appréciation. Il découle de ce qui précède que l'application de la méthode du prix moyen dans le cadre de la vérification des tarifs de l'énergie de la destinataire de la décision est opportune. Comme l'autorité de céans dispose des compétences techniques spéciales, ce n'est qu'avec retenue qu'une autorité juridictionnelle reviendra sur ce choix. 93 Par ailleurs, le fait que l'application de la méthode du prix moyen puisse avoir pour conséquence que les clients éligibles fassent usage de leur droit d'accès au réseau et aillent se fournir en énergie chez d'autres gestionnaires de réseau n'est pas pertinent. Au contraire, la législation sur l'approvisionnement en électricité tend précisément à promouvoir la concurrence dans le marché de l'électricité (cf. art. 1, al. 1, LApEl). Il y a également un intérêt public à ce que les gestionnaires de réseau aient des tarifs appropriés. 94 En conséquence, le grief d'inopportunité de la méthode du prix moyen soulevé par la destinataire de la décision n'est pas fondé.

E. 8.3

Conclusion intermédiaire 95 Il découle de ce qui précède que les griefs de la destinataire de la décision à l'encontre de l'application de la méthode du prix moyen ne sont pas justifiés.

22/59

E. 9

Structure de la destinataire de la décision 96 La destinataire de la décision a été fondée en 2007 et est opérationnelle depuis 2008. En 2017, sept gestionnaires de réseau en sont actionnaires-clients. RESA, elle aussi GRD, est seulement société cliente de la destinataire de la décision sans en être actionnaire ; elle est parallèlement son fournisseur exclusif. En 2017, les GRD prenant part à la structure de la destinataire de la décision sont les suivants (cf. https://investor.romande-energie.ch/about-us/at-a-glance/subsidiaries-and-ventures/romande-energie-commerce-sa.aspx?sc_lang=fr-FR) : 1) RESA (pas actionnaire, seulement cliente et fournisseur unique), 2) Commune de Bussigny, 3)

Forces Motrices de l'Avançon SA (FMA), 4) Services industriels de Belmont-sur-Lausanne, 5) Services industriels de Paudex, 6) Services industriels de Pully, 7) Services industriels de Romanel-sur-Lausanne, 8) SIE SA. 97 Le modèle d'affaires de la destinataire de la décision consiste notamment à prendre en charge l'approvisionnement en énergie et la gestion de la clientèle de ses actionnaires-clients et de RESA, ainsi que d'offrir un tarif de l'énergie uniforme aux clients finaux des zones de desserte concernées. Elle dispose pour ce faire d'un portefeuille d'approvisionnement en énergie unique qu'elle acquiert intégralement auprès de RESA. RESA s'approvisionne quant à elle par le biais de ses propres outils de production, des outils de production de différents partenaires, notamment des actionnaires-clients de la destinataire de la décision comme les FMA, et par des achats sur le marché (cf. pièce 57, let. A, ch. 1, let a, pp. 2 – 3). Les sociétés de production d'énergie dans lesquelles RESA et REH ne possèdent que des participations financières ne livrent pas d'énergie à RESA et cette énergie n'entre donc pas dans le portefeuille de la destinataire de la décision (pièce 66, ch. 3, 2e par. et pièce 68). La destinataire de la décision établit ainsi, à partir du mix d'approvisionnement provenant de RESA, des tarifs de l'énergie uniformes pour les consommateurs captifs raccordés au même niveau de tension et présentant les mêmes caractéristiques de consommation. Ces tarifs sont ensuite appliqués uniformément aux consommateurs finaux des actionnaires-clients et de RESA approvisionnés par la destinataire de la décision. 98 Dans ce contexte et en bref, la destinataire de la décision se trouve être une société essentiellement commerciale, qui achète toute son énergie à RESA et qui paie à RESA, en sus des frais d'achat usuels pour l'approvisionnement sur le marché, un supplément de coûts de gestion et de fonctionnement pour ces prestations d'achat (cf. pièce 57, let. A, ch. 1, let a, pp. 4 – 5). [...] [...] [...].

23/59

99 Le schéma ci-dessous présente les flux d'énergie au sein du groupe REH tels que décrits par la destinataire de la décision dans sa prise de position (pièce 57, let. A, ch. 1, let. a, p. 3), ainsi que dans son courriel du 24 novembre 2021 (pièce 68) : - Les flèches oranges montrent que RESA récupère l'énergie produite par ses propres actifs de production, ainsi que l'énergie produite par différents partenaires détenteurs d'unités de production, d'une part (cf. participations dans les centrales de production de RESA et de REH en orange), et qu'elle achète d'autre part de l'énergie sur le marché. - La flèche brune indique que cette énergie est ensuite transférée à la destinataire de la décision.

Schéma : Structure partielle de REH, propriétaire de RESA (100%) et de REC (env. 73%) en 2017 100 Les actionnaires-clients de la destinataire de la décision ainsi que RESA, tous GRD, ne complètent plus la partie énergie du fichier de comptabilité analytique depuis l'année tarifaire 2013 (différence de couverture 2011). Cette tâche incombe en effet à la destinataire de la décision depuis 2014 (calcul des tarifs 2015, différence de couverture 2013). Afin de pouvoir contrôler que les tarifs de l'énergie unifiés pratiqués par la destinataire de la décision auprès des clients finaux des différentes zones de desserte remplissent au moins les critères fixés par la législation sur l'approvisionnement en électricité, le ST ElCom lui a en effet demandé de remplir annuellement un fichier de comptabilité analytique relatif à l'énergie, de manière uniforme et commun à toutes les zones de desserte concernées. Dès lors, depuis 2014 (calcul des tarifs 2015, différence de couverture 2013), la destinataire de la décision communique chaque année à l'ElCom des données globales de l'énergie dans un seul fichier de comptabilité analytique. 101

Conformément à l'article 6, alinéa 3, 1ère phrase LApEl qui dispose que les gestionnaires d'un réseau de distribution fixent dans leur zone de desserte un tarif uniforme pour les consommateurs captifs raccordés au même niveau de tension et présentant les mêmes caractéristiques de consommation, les tarifs de l'énergie se calculent, en principe, par zone de desserte.

24/59

102 Dans la présente procédure, le système d'approvisionnement en énergie dans lequel la destinataire de la décision fixe – en lieu et place des GRD concernés – des tarifs de l'énergie uniformes à l'ensemble des zones de desserte couvertes par ces différents GRD à partir d'un mix d'approvisionnement unique a exceptionnellement été tolérée pour les motifs suivants : 103 Premièrement, l'autorité de céans estime que la qualité des données transmises (production propre, achats, coûts de gestion [bénéfice inclus] et calcul des différences de couverture) – que ni les GRD actionnaires-clients ni RESA ne sont plus en mesure de fournir pour leur zone de desserte – prévaut sur le fait que les tarifs doivent effectivement être calculés par zone de desserte. Les GRD actionnaires-clients de la destinataire de la décision ne possèdent en effet plus les informations pertinentes relatives à l'énergie et ils ont vraisemblablement perdu les compétences pour les traiter. Ce n'est bien évidemment pas le cas de RESA, qui gère l'approvisionnement en énergie de la destinataire de la décision, mais celle-ci a, pour des raisons pratiques été considérées comme les autres GRD. Dans le meilleur des cas, ceux-ci pourraient fournir une déclaration de coûts basée sur une répartition proportionnelle des coûts de la destinataire de la décision (y c. les revenus énergie, formulaire 5.3), en fonction du soutirage de leurs clients. Ce mode de faire ne correspondrait toutefois pas à la réalité. 104 Deuxièmement, avec l'écoulement du temps, de moins en moins de contrats long terme conclus par un GRD actionnaire-client spécifique ont perduré, de sorte que leur prise en compte dans les tarifs de l'énergie n'était plus possible. Des tarifs différenciés par GRD ne pouvaient dès lors plus être établis. Les actionnaires-clients ne disposaient plus d'aucun contrat de ce type pour l'année sous revue (2017). A cette époque, seule RESA a conclu des contrats long terme pour approvisionner en énergie la destinataire de la décision. 105 Enfin, la production propre hors contrats long terme provient essentiellement de RESA et ne concerne que peu de GRD actionnaires-clients. Sa portée est donc plutôt modeste dans le mix d'approvisionnement unique. 106 Par conséquent, afin d'augmenter la qualité des données à la base de la présente procédure en vérification des coûts et des tarifs de l'énergie 2017, et donc l'exactitude de son issue, le ST ElCom a dès lors renoncé exceptionnellement, et ce en raison de l'histoire particulière de la structure de la destinataire de la décision, à demander aux GRD actionnaires-clients et à RESA de compléter les formulaires relatifs à l'énergie (formulaires 5.1 à 5.4) sur la base des données que REC devrait leurs fournir.

E. 10

avril 2018 et 14 mai 2019 (directive 2/2018 ; toutes ces directives sont téléchargeables sur www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Directives, respectivement ■ Directives abrogées, consulté le 6 décembre 2021). 127 Dans sa directive 5/2008, l'autorité de céans disposait notamment qu'il faut prendre en compte de manière appropriée les contrats de fourniture conclus avant l'entrée en vigueur de l'ordonnance lorsqu'il s'agit de répartir sur les consommateurs finaux avec approvisionnement de base et sur les autres clients les avantages découlant de coûts de production et de contrats d'achat à long terme favorables. L'électricité qui s'avère moins chère en raison des coûts de production et des contrats

d'achat à long terme sera répartie entre ces deux groupes avec une clé de répartition qui doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable. On utilise normalement comme clé de répartition la consommation moyenne des deux dernières années enregistrée par les différentes catégories de clientèle. Des écarts sont possibles, notamment en cas de grands changements, mais ils doivent être justifiés (directive 5/2008, ch. 4). En outre, la structure de propriété ne joue aucun rôle pour le calcul des coûts de production. Les propriétaires sont tenus de transmettre les avantages provenant de leur propre production à leurs consommateurs finaux avec approvisionnement de base, notamment l'achat d'électricité à un prix plus avantageux ou un bénéfice supérieur à un bénéfice approprié pour les coûts de production (directive 5/2008, ch. 5). Par arrêt du 20 juillet 2016, le TF a confirmé la légalité de cette méthode de l'autorité de céans, dite méthode du prix moyen (ATF 142 II 451). 128 La directive 2/2018 de l'ElCom dispose qu'en vertu de l'article 6, alinéa 5 LApEl, 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. Ils doivent donc répartir les coûts de leur portefeuille énergétique (production propre et achats) entre les consommateurs finaux avec approvisionnement de base et les consommateurs sur le marché libre en fonction des quantités d'énergie livrées (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.3, p. 29).

30/59

E. 10.1

Coûts de l'approvisionnement en énergie (frais d'acquisition) : principes de base

E. 10.1.1

Généralités 107 Conformément à l'article 6, alinéa 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. En outre, l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) oblige les GRD à répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau (art. 13, al. 1, en relation avec art. 6, al. 2 et 6, LApEl a contrario) (WEBER ROLF H./KRATZ BRIGITTA, *Stromversorgungsrecht*, Berne 2009, ci-après : WEBER/KRATZ, §3, ch. marg. 21 ss).

25/59

108 Ce qu'il faut entendre par tarifs de l'électricité « équitables » n'est pas précisé dans la LApEl. L'article 6, alinéa 4 LApEl prévoit en effet que le gestionnaire de réseau doit tenir une comptabilité par unité d'imputation pour la composante concernant la fourniture d'énergie. Les précisions apportées à l'article 4, alinéa 1 OApEl (2017) prévoient quant à elles que la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux « consommateurs finaux avec approvisionnement de base » se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du GRD. Dans la version initiale de l'ordonnance, les prix du marché représentaient la limite supérieure de la composante tarifaire pour la fourniture d'énergie. En conséquence, si le cumul des coûts dépassait les prix du marché, ce dernier servait de référence. Cette disposition de l'article 4, alinéa 1 OApEl a depuis lors été abrogée sur décision du Conseil fédéral du 30 janvier 2013 (OFEN, rapport explicatif du 30 janvier 2013 concernant la modification de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité [OApEl ; RS 734.71]).

109 Si l'article 4 OApEl (2017) précise le mode de calcul des coûts de production de l'électricité, il ne clarifie pas la notion laissée ouverte du « caractère équitable ». Or, la

détermination et la concrétisation du calcul des coûts de production se réfère à la notion de « caractère équitable » et à l'article 6, alinéa 5, LApEl (2015). Comme nous le verrons ci-après, l'autorité de céans s'appuie encore sur d'autres considérations, outre le texte des actes législatifs et réglementaires, pour concrétiser les dispositions applicables (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1, p. 26).

E. 10.1.2

Exigences de l'article 6 LApEl 110 D'une manière générale, la LApEl a notamment pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr (art. 1, al. 1, LApEl). A cet égard, le chapitre 2 de la loi, intitulé « Garantie et sécurité de l'approvisionnement », distingue la « garantie de l'approvisionnement de base » (section 1), d'une part, de la « sécurité de l'approvisionnement » (section 2), d'autre part. Les termes « approvisionnement de base » et « sécurité de l'approvisionnement » comprennent divers aspects d'un approvisionnement en électricité sûr (cf. WEBER/KRATZ, § 2, ch. marg. 8 s.). 111 En ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement, le rapport explicatif du 30 juin 2004 concernant le projet de loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et concernant le projet de révision de la loi sur les installations électriques note que, du point de vue des consommateurs, une sécurité d'approvisionnement purement « technique » n'est pas satisfaisante si le courant est disponible à des prix exorbitants. La sécurité de l'approvisionnement est garantie si la quantité d'énergie demandée est disponible en tout temps sur l'ensemble du réseau électrique au niveau de qualité requis et à des prix raisonnables (OFEN, Rapport explicatif du 30 juin 2004 concernant le projet de loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité [LApEl] et concernant le projet de révision de la loi sur les installations électriques, page 24). L'approvisionnement de base comprend d'une part la garantie de raccordement (art. 5, LApEl [2015]) et d'autre part, pour les consommateurs captifs et pour les consommateurs finaux qui ne font pas usage de leur droit d'accès, la garantie d'être fournis en électricité à des tarifs équitables (art. 6, al. 1, LApEl). 112 Le MCF relatif à la LApEl ne définit pas expressément le caractère équitable des tarifs. Il est précisé que l'obligation prévue à l'article 6, alinéa 4, LApEl d'établir une comptabilité par unité d'imputation est un facteur de transparence qui empêche le subventionnement croisé. Cette disposition doit permettre aux gestionnaires de réseau de prouver au besoin que les tarifs de l'énergie reposent sur les coûts effectifs et que les bénéfices ont été répercutés sur les ménages. L'obligation de répercuter les bénéfices obtenus était liée au fait que les GRD auraient un accès totalement libre au marché dès l'entrée en vigueur de la LApEl, ce qui leur permettait de se séparer de leurs anciens fournisseurs et de se procurer de l'énergie au meilleur prix sur le

26/59

marché (cf. MCF, Commentaire ad art. 6, al. 3, p. 1530). Pour les consommateurs finaux en approvisionnement de base, rien ne devait changer à première vue, puisque le fournisseur restait responsable d'acquérir l'énergie. Les petits clients doivent toutefois profiter de l'ouverture du marché dans la mesure où leurs distributeurs finaux ont la liberté de choix (cf. MCF, ch. 1.3.1, p. 1510). 113 Il ressort de ce qui précède que, pour le législateur, les coûts effectifs constituent le critère principal pour évaluer le caractère équitable des tarifs de l'énergie. Il s'est déterminé pour un modèle axé sur les coûts. Pour l'essentiel, ce modèle vise à empêcher l'application de tarifs de l'énergie excessifs. Pour autant que le GRD obtienne de meilleurs prix grâce à son accès illimité au marché, il doit obligatoirement les répercuter sur les consommateurs finaux. Le consommateur final doit donc également

profiter des prix inférieurs du marché, c'est-à-dire de prix d'achat effectivement plus bas. A contrario, il est exclu que seuls les consommateurs libres bénéficient de prix d'achat plus bas sur le marché alors que les consommateurs captifs supportent les coûts supérieurs de la production propre. 114 Lors du débat parlementaire, la discussion sur l'ouverture progressive du marché a été plusieurs fois l'occasion de signaler le danger, à éviter, que les consommateurs captifs ne subventionnent les clients libres (cf. notamment l'intervention de ROBERT KELLER BO 2005 N 1057 s.). Le but prioritaire de l'article 6 LApEl (2015) consiste donc à garantir le bien des « petits » consommateurs finaux qui n'ont pas encore d'accès au marché (TAF, arrêt A-5452/2009 du 19 août 2010, consid. 7.3.5 ; cf. intervention de CARLO SCHMID, BO 2006 E 841 et intervention de RUEDI AESCHBACHER, BO 2005 N 1059). 115 En bref, il y a lieu de constater que, par la notion de « tarifs équitables » de l'énergie fournie, le législateur entend en principe des prix établis selon les coûts d'acquisition effectifs. Le législateur a voulu protéger les petits consommateurs finaux contre des tarifs plus élevés dus à un subventionnement croisé. Ces petits consommateurs doivent en outre profiter des avantages de marché dont bénéficie leur fournisseur. La comptabilité par unité d'imputation doit justement garantir que les prix d'achat plus bas obtenus par le GRD grâce à son libre accès au marché soient répercutés sur les petits consommateurs finaux (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.1, pp. 26 s.).

E. 10.1.3

Exigences de l'article 4, alinéa 1 OApEl 116 L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité avait notamment pour objet de concrétiser la méthode de calcul et d'évaluation des tarifs de l'électricité. Selon le projet d'OAPEl mis en consultation le 27 juin 2007, l'article 5 n'obligeait les GRD qu'à publier leurs bases et méthodes de calcul des tarifs d'électricité. Une modification des tarifs devait être justifiée (art. 5, al. 2, pOAPEl). Cette justification devait indiquer les modifications de coûts qui étaient à l'origine de la hausse ou de la baisse. Cette obligation correspond à l'actuelle disposition de l'article 4b OApEl. 117 Le gestionnaire de réseau est ainsi obligé de faire connaître la base de calcul de ses tarifs (p. ex. sur la feuille des tarifs). Cela englobe les possibilités d'acquisition, les garanties des prix du marché (hedging) et des risques à la revente (p. ex. après une erreur de pronostic). Le cas échéant, les investissements qui ne peuvent pas être amortis ne doivent pas être pris en compte dans les coûts de production (cf. à ce propos Office fédéral de l'énergie [ci-après : OFEN], Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité – Rapport explicatif sur le projet d'arrêté du 27 juin 2007 soumis à la consultation, Commentaire ad article 5, pp. 8 s. repris dans : ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.2, ch. marg. 133, p. 28). Il découle de l'article 4, alinéa 2 OApEl (2017) que la justification doit indiquer les modifications de coûts qui sont à l'origine de la hausse ou de la baisse. Cette obligation s'explique par le fait qu'il faut que le consommateur final sache, p. ex., quels éléments du portefeuille d'acquisition ont renchéri. Le GRD est en effet tenu

27/59

par l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'il tire du libre accès au réseau. Cela entraîne une diminution des prix qui doit également être communiquée aux consommateurs finaux. Cette disposition vise en particulier à établir la transparence des conditions de livraison des producteurs suisses et leur contribution au service public (cf. à ce propos Office fédéral de l'énergie [ci-après : OFEN], Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité – Rapport

explicatif sur le projet d'arrêté du 27 juin 2007 soumis à la consultation, Commentaire ad article 5, pp. 8 s. repris dans : ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.2, ch. marg. 133, p. 28). 118 En conséquence, l'OApEl dans sa version au 14 mars 2008 prévoit que la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (art. 4, al. 1, 1ère phrase, OApEl [2008]). Si les coûts de production dépassent les prix du marché, la composante tarifaire s'appuie sur les prix du marché (art. 4, al. 1, 2e phrase, OApEl [2008]). Comme déjà mentionné, les prix du marché imposés ont été abrogés par décision du Conseil fédéral en date du 30 janvier 2013. Le détenteur du pouvoir réglementaire a justifié comme suit cette modification dans le rapport explicatif du 30 janvier 2013 : le principe du minimum des deux valeurs de référence pourrait entraîner des pertes pour le GRD lorsque les prix du marché sont plus faibles que les coûts de production. Jusqu'à la deuxième étape de l'ouverture du marché, afin d'assurer l'approvisionnement de base et une rémunération correcte des GRD, la composante tarifaire des fournitures d'énergie dans l'approvisionnement de base doit donc reposer uniquement sur les coûts de production d'une exploitation efficace (adéquatement évalués selon le coût total) et sur les contrats d'achat à long terme du GRD (OFEN, Erläuternder Bericht vom 30. Januar 2013 zur Änderung der Stromver- sorgungsverordnung vom 14. März 2008, p. 5, disponible uniquement en allemand). 119 La composante tarifaire pour la fourniture d'énergie prévue à l'article 4, alinéa 1, OApEl (2017) correspond au tarif de l'énergie, qui fait partie intégrante du tarif de l'électricité. Conformément à l'article 6, alinéa 3 LApEl, ce dernier se compose de l'utilisation du réseau, de la fourniture d'énergie, des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques. La composante tarifaire repose d'une part sur les coûts de production d'une exploitation efficace (production propre et participations) et, d'autre part, sur des contrats d'achat à long terme. L'article 4, alinéa 1 OApEl (2017) ne mentionne pas explicitement les contrats d'achat à court terme, c'est-à-dire les achats sur le marché de même que les coûts administratifs et les coûts de vente. Le texte n'exclut toutefois pas des postes de coûts supplémentaires à ceux qui sont explicitement mentionnés. C'est pourquoi les coûts de production d'une exploitation efficace (adéquatement évalués selon le coût total) servent de référence. Dans cet esprit, les contrats d'achat à court terme, c'est-à-dire les achats sur le marché doivent aussi être pris en compte (cf. art. 6, al. 5, LApEl [2015]). Cette prise en compte repose d'une part sur le fait que les consommateurs captifs doivent bénéficier de prix d'achat plus bas, et d'autre part, sur le fait qu'un GRD n'est générale- ment pas en mesure d'assurer un approvisionnement en énergie efficace par sa seule production propre et par des contrats d'achat à long terme. C'est pourquoi il est nécessaire de conclure des contrats d'achat à court terme qui sont également imputables (ATF 142 II 451, consid. 5.2.7.3). 120 Par ailleurs, un gestionnaire de réseau fournit aussi divers services qui, liés à la distribution de l'énergie, représentent pour lui des coûts (p. ex. facturation, service à la clientèle, etc.). Si les coûts administratifs et les coûts de vente n'étaient pas des coûts de l'énergie imputables, les GRD ne pourraient pas les facturer. En vertu de l'article 10 LApEl, financer de tels coûts en les imputant au réseau représenterait une subvention croisée illicite (décision de l'ElCom 211-00008 du 22 janvier 2015, ch. marg. 72).

121 L'article 4, alinéa 1, OApEl (2017) règle par conséquent la composante tarifaire pour la fourniture d'énergie au niveau de l'ordonnance. Le caractère équitable des tarifs a été précisé en ce sens que les tarifs doivent reposer sur les coûts de production d'une exploitation efficace, sur les contrats d'achat à long terme et sur d'éventuels autres postes de coûts du gestionnaire de distribution. Conformément à la base légale qu'est l'article 6 LApEl (2015), le Conseil fédéral a ainsi établi un modèle axé sur les coûts permettant de déterminer adéquatement les composantes tarifaires dues pour la fourniture d'énergie (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.2, pp. 27 ss).

E. 10.1.4

Directives de l'ElCom

E. 10.1.4.1

Généralités 122 Une ordonnance administrative est un acte unilatéral par lequel un organe ou un agent administratif donne à un organe ou à un agent administratif qui lui est subordonné une instruction générale et abstraite quant à la manière d'accomplir sa tâche, avec pour effet de le lier à cette instruction. La catégorie des ordonnances administratives contient des textes très hétérogènes aux appellations extrêmement variables parmi lesquelles figure la directive (cf. DUBEY/ZUFFEREY, ch. marg. 836, p. 301). Il existe plusieurs catégories d'ordonnances administratives. Les ordonnances administratives interprétatives ont pour objet de décrire la manière dont il convient d'appliquer une loi ; elles ont trait au sens qu'il convient de donner à une loi (DUBEY/ZUFFEREY, ch. marg. 837, p. 301). Cette catégorie d'ordonnances revêt une importance énorme en droit administratif, dans la mesure où ces dernières imposent aux autorités chargées d'appliquer une règle de droit d'adopter une certaine pratique, plutôt qu'une autre. Ce faisant, elles exercent une fonction palliative, eu égard au fait que la marge de manœuvre que le législateur a laissée à l'administration a parfois pour conséquence que la règle de droit en question ne procure pas toute la sécurité, l'uniformité, l'égalité et la prévisibilité souhaitée au sein d'un Etat de droit (DUBEY/ZUFFEREY, ch. marg. 838, p. 301). 123 Dès lors qu'elles consistent en la description d'une certaine pratique adoptée ou à adopter par l'autorité d'application de la loi, la valeur normative des ordonnances administratives est réduite. Les ordonnances administratives sont en effet liées sous les importantes réserves suivantes : - elles ne dispensent pas l'autorité d'application de la loi d'examiner les circonstances individuelles et concrètes de chaque cas d'espèce ; - elles n'exemptent pas ladite autorité de rendre des décisions conformes à la loi – et, le cas échéant, non conformes à l'ordonnance administrative qui prétend en régler l'application ; en d'autres termes, une décision administrative n'est pas viciée, qui est conforme à la loi, mais non conforme à l'ordonnance administrative qui s'y rapporte ; - elles n'affranchissent en particulier pas cette autorité d'adopter une autre ou une nouvelle pratique lorsque les circonstances l'exigent en terme de légalité ; - elles ne permettent pas à l'autorité d'application de la loi d'en déduire quelque droit ou quelque obligation, au bénéfice ou à la charge des administrés (DUBEY/ZUFFEREY, ch. marg. 844, p. 304). 124 Certes, il est vrai que les ordonnances administratives ne lient pas plus les tribunaux que les particuliers. Les autorités judiciaires tendent toutefois à prendre en considération les ordonnances administratives dans toute la mesure où elles font de la loi une interprétation correcte – voire opportune ; ce qui se justifie du point de vue de l'égalité de traitement (DUBEY/ZUFFEREY, ch. marg. 846, p. 305 et références citées, à savoir ATF 121 II 473, consid. 2b et ATF 122 V 19, consid. 5b.bb). La formule consacrée utilisée par le TF lorsqu'il se réfère à une telle ordonnance

administrative est la suivante : « ne lie pas le Tribunal fédéral, mais dont il s'inspire », en allemand « mitberücksichtigt » (ATF 146 II 359, UHLMANN FELIX/TANNER RICO, Entwicklungen im Verwaltungsrecht, dans Schweizer Juristenzeitung 18/2021, p. 868).

125 Ainsi, il est correct de retenir que les directives de l'autorité de céans ne contiennent pas de règles de droit et qu'elles n'ont, de ce fait, qu'une portée juridique réduite.

Cependant, elles doivent être respectées dans la mesure où elles manifestent l'interprétation que l'EiCom se fait des dispositions légales qu'elle a à appliquer. Ces directives ont été édictées dans un souci de transparence afin de rendre publique la pratique que l'autorité de céans entend mettre en place dans le cadre de la large latitude de jugement et du pouvoir d'appréciation étendu que la législation sur l'approvisionnement en électricité lui laisse et de garantir ainsi l'égalité de traitement de tous les gestionnaires de réseau.

E. 10.1.4.2

Directives relatives aux coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'article 4, alinéa 1 OApEI 126 En se fondant sur la loi et sur l'ordonnance, l'EiCom a concrétisé la notion de coûts de production dans une série de directives successives, à savoir la directive 5/2008 de l'EiCom du 4 août 2008 relative aux coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4, al. 1 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (directive 5/2008), remplacée par la directive 3/2012 de l'EiCom du 14 mai 2012 (directive 3/2012), elle-même remplacée par la directive 2/2018 des

E. 10.1.4.3

Directives relatives au WACC de la production 129 Pour calculer les coûts de production imputables d'une exploitation efficace tels que visés à l'article 4, alinéa 1, OApEI (2017), on prend notamment en compte les amortissements théoriques et les intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à la production (directive 2/2018). La rémunération (intérêt) théorique est déterminée en appliquant un taux d'intérêt qui tient compte de manière appropriée des risques liés à la production d'électricité (ci-après WACC de la production). 130 Jusqu'en 2013 (inclus), l'autorité de céans a déterminé le WACC de la production par analogie au calcul du WACC du réseau (décision 957-08-036 du 16 avril 2012, ch. marg. 198 – 212). A partir de 2014, la formule de calcul du WACC du réseau a été modifiée, et il n'a plus été possible de calculer par analogie le WACC de la production en raison des écarts entre les paramètres. 131 La loi sur l'énergie révisée prévoit à partir du 1er janvier 2018 des instruments d'encouragement nouveaux ou étendus pour les installations de production (prime de marché, contributions à l'investissement). Pour le calcul des aides, le DETEC fixe le WACC sur la base de la méthode de calcul définie dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (RS 730.03 ; art. 66 et annexe 3) (voir les communiqués de presse des 6 mars 2018, 26 février 2019, 3 mars 2020 et 2 mars 2021, disponible sur www.ofen.admin.ch ■ Actualités et médias ■ Communiqués de presse, consulté le 6 décembre 2021, et le rapport du 6 mars 2017 concernant le coût du capital pour les mesures d'encouragement de la grande hydraulique [Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, en allemand avec synthèse en français], disponible sur www.ofen.admin.ch ■ Mesures d'encouragement ■ Prime de marché destinée à la grande hydraulique ■ Rapports ; ci-après : rapport IFBC, consulté le 6 décembre 2021). 132 L'autorité de céans a décidé d'appliquer au WACC de la production visé dans la législation sur l'approvisionnement en

électricité le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique. Étant donné que selon l'expertise précitée (p. 13), le WACC déterminé selon la nouvelle méthode est resté inchangé pendant les années 2014 à 2021, il est fixé à 4,98% à partir de 2014.

E. 10.1.5

Documents de la branche (directives au sens de l'art. 27, al. 4, OApEl) 133 La régulation du marché suisse de l'électricité repose, dans le cadre fondamental du principe de subsidiarité, sur la coexistence de la régulation étatique et de l'autorégulation. La LApEl prévoit l'élaboration par les gestionnaires de réseau de directives sur divers sujets (cf. art. 3, al. 2, LApEl). Cette tâche a été remplie par l'élaboration de « documents de la branche », c'est-à-dire de normes émanant de l'autorégulation. La branche s'est penchée sur la question du calcul de la composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie. S'agissant de déterminer les coûts de production, l'AES a publié, en date du 23 octobre 2019, le document intitulé « Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement (SCCA-CH) » (disponible sous : www.electricite.ch ■ Téléchargement ; dernière consultation le 09.11.2021 ; cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.4, p. 29).

31/59

E. 10.1.6

Conclusions relatives aux bases légales 134 En résumé, il découle de ce qui précède que le législateur entend par « tarifs équitables », au sens de l'article 6, alinéa 1 LApEl, des tarifs basés sur les coûts de production (au sens de prix de revient) effectifs. Les tarifs doivent en outre être conçus de manière à empêcher un subventionnement des clients libres par les consommateurs finaux en approvisionnement de base. L'interdiction des subventions croisées est notamment liée à l'obligation de répercuter les avantages éventuels obtenus sur le marché (art. 6, al. 5, LApEl [2015]). De ce fait, les consommateurs finaux avec approvisionnement de base doivent également bénéficier d'éventuels prix du marché et prix d'achat plus bas. En conséquence, si le gestionnaire de réseau s'approvisionne en énergie auprès de tiers à des conditions plus avantageuses, il doit en faire profiter proportionnellement le consommateur final en approvisionnement de base. 135 Il faut donc considérer comme formant un tout l'acquisition d'énergie par la production propre, par l'injection de tiers, par les participations, par les contrats d'achat à long terme ou par les achats sur le marché. Toutes les sources d'approvisionnement doivent être déclarées et prises en compte au final dans le calcul des coûts d'approvisionnement. Une comptabilité par unité d'imputation, notamment, permet d'assurer un tel calcul des tarifs. Telle est la condition sine qua non pour que les consommateurs finaux avec approvisionnement de base bénéficient proportionnellement des activités menées et des avantages obtenus sur le marché par les gestionnaires de réseau. A cet égard, le législateur n'a justement pas régi dans une disposition programme la notion d'unités d'acquisition. 136 Au demeurant, le législateur a laissé au Conseil fédéral le soin de concrétiser, au moyen d'un modèle approprié orienté sur les coûts, la conception tarifaire visée à l'article 6 LApEl (2015). Ce modèle devrait toutefois garantir que les consommateurs finaux en approvisionnement de base ne soient pas désavantagés en raison de subventions croisées, mais qu'ils bénéficient des avantages obtenus par leur fournisseur sur le marché. Par conséquent, le modèle devrait contenir tant des éléments basés sur les coûts, que des éléments liés au prix de marché (ATF

142 II 451, consid. 5.2.4). A l'article 4 OApEl (2017), le détenteur du pouvoir réglementaire a établi un modèle orienté sur les coûts en vue de déterminer les composantes tarifaires équitables pour la fourniture d'énergie. Ce modèle se réfère aux coûts de production d'une exploitation efficace (production propre et participations), d'une part, et aux contrats d'achat à long terme, d'autre part. D'autres postes de coûts doivent être aussi pris en compte. En incluant ces coûts et les contrats d'achat à long terme, il est possible de garantir que les consommateurs finaux puissent profiter des activités sur le marché et de l'approvisionnement déployés par le gestionnaire de réseau (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.1.5, p. 30).

E. 10.2

Non prise en compte des structures relevant du droit des sociétés lors de la répartition des coûts entre les consommateurs finaux en approvisionnement de base et ceux au marché libre 137 En ce qui concerne la répartition des coûts entre les consommateurs finaux en approvisionnement de base et les clients libres, il convient dans un premier temps de déterminer si la méthode du prix moyen doit être appliquée uniquement au sein de la destinataire de la décision ou au sein de l'ensemble du groupe REH, en particulier de RESA. 138 Il convient de déterminer si les structures relevant du droit des sociétés doivent ou non être prises en compte lors de la répartition des coûts entre les consommateurs finaux en approvisionnement de base et ceux au marché libre selon l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015).

32/59

139 Dans son arrêt A-1344/2015 du 28 juin 2018, le TAF, recourant aux différentes méthodes d'interprétation faisant jurisprudence, retient que la lettre de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) n'est pas absolument claire en ce qui concerne la structure relevant du droit des sociétés. Il ressort ensuite de l'interprétation historique et téléologique que les consommateurs finaux en approvisionnement de base devraient profiter proportionnellement des bénéfices que les GRD tirent du libre accès au réseau. Si l'indépendance des structures de sociétés au sein d'un groupe d'entreprises étroitement imbriquées économiquement entre elles devaient être respectées sans aucune exception, cela irait à l'encontre du but de la loi. Il ne suffit pas non plus de recourir au principe de transparence uniquement en cas d'abus de droit dans la structure des sociétés. Enfin, l'interprétation systématique n'est d'aucune aide dans le cas présent. Dans le cadre d'une appréciation globale, les différentes méthodes d'interprétation conduisent à la conclusion que les structures relevant du droit des sociétés dans le cadre d'un groupe d'entreprises étroitement imbriquées économiquement entre elles ne peuvent pas être obligatoirement déterminantes lors de la répartition des coûts entre consommateurs finaux en approvisionnement de base et ceux au marché libre (TAF, arrêt A-1344/2015 du 28 juin 2018, consid. 6.7). Dans l'arrêt précité, le tribunal est arrivé à la conclusion que l'approvisionnement de base incombait de fait au groupe, ce qui suffit à justifier l'application de la méthode du prix moyen indépendamment de l'indépendance juridique des sociétés concernées (TAF, arrêt A-1344/2015 du 28 juin 2018, consid. 7.3). 140 Comme cela a déjà été démontré, il y a une étroite interdépendance économique entre RESA et la destinataire de la décision notamment (cf. consid. 9). Dans les faits, la destinataire de la décision fixe – en lieu et place des GRD concernés, y c. RESA – des tarifs de l'énergie uniformes à l'ensemble des zones de desserte couvertes par ces différents GRD à partir d'un mix d'approvisionnement unique (cf. ch. marg. 102). Elle agit alors

comme une société essentiellement commerciale, qui achète toute son énergie à RESA et qui paie à RESA, en sus des frais d'achat usuels pour l'approvisionnement sur le marché, un supplément de coûts de gestion et de fonctionnement pour ces prestations d'achat (cf. ch. marg. 98). Cette circonstance doit être considérée comme suffisante pour appliquer conjointement aux deux sociétés la méthode du prix moyen indépendamment de l'indépendance juridique de la destinataire de la décision et de RESA (cf. TAF, arrêt A-1344/2015 du 28 juin 2018, consid. 7.3).

E. 10.3

Calcul des tarifs de l'énergie selon la destinataire de la décision 141 Le 23 août 2018 (pièce 10, annexe A), la destinataire de la décision a soumis son fichier de comptabilité analytique pour les tarifs 2019 au ST ElCom. Dans ce fichier, celle-ci présente notamment les données effectives de l'année 2017 pour le calcul de la différence de couverture de l'énergie (formulaire 5.1, différence de couverture [DC] 2017 de l'énergie). Le portefeuille d'approvisionnement en énergie déclaré se compose ainsi, d'une part de la production propre et, d'autre part des achats sur le marché (Tableau 1). Les achats sur le marché tiennent compte notamment des contrats à long terme (ceux-ci auraient dû être déclarés dans les coûts de production propre, cf. ch. marg. 168 et 118), mais pas des contrats d'achat back-to-back. A la demande du ST ElCom, une copie des contrats long terme (pièce 42) et des contrats d'achat back-to-back (pièce 33) a été fournie par la destinataire de la décision. Dans ses calculs, la destinataire de la décision tient compte d'un WACC non conforme à celui fixé par l'autorité de céans dans ses directives relatives au WACC de la production (directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021), et ne respecte pas la méthode du prix moyen, elle ne tient notamment pas compte des contrats back-to-back, ni des couvertures de risque « hedges » pour revendeurs.

33/59

Données du formulaire 5.1 (DC 2017 de l'énergie), comptabilité analytique T2019 (pièce 10, annexe A) Tableau 1 Portefeuille d'approvisionnement en énergie 2017 total, selon la destinataire de la décision, sans contrats d'achat back-to-back ni hedges pour revendeurs 142 Par courrier du 17 décembre 2018 (pièce 14), le ST ElCom a demandé un certain nombre de corrections, à savoir l'application de la directive 3/2018 sur le WACC de la production pour la période tarifaire 2013–2017 (1), la prise en compte de l'ensemble du portefeuille (production propre, achats, contrats back-to-back, échanges commerciaux, etc.) dans les calculs des coûts de production (approvisionnement global) (2) et enfin, la prise en compte dans la version du fichier de comptabilité analytique correspondant de l'état du fonds de différences de couverture de l'énergie pour l'année 2013 de [...] francs, issue de la première version du fichier de comptabilité analytique pour les tarifs 2015 (DC 2013 de l'énergie) (3). 143 Dans sa prise de position du 27 février 2019 (pièce 25), la destinataire de la décision a estimé qu'un taux de WACC de la production d'environ [...] % se justifie dans son cas (1). Elle s'est opposée au principe consistant à inclure les contrats back-to-back, clairement identifiés comme tels, dans le calcul selon la méthode du prix moyen (2)¹ et au principe consistant à inclure les couvertures de risques ou hedges pour revendeurs dans le calcul selon la méthode du prix moyen (3). Elle estime également qu'il convient de tenir compte des différences de couverture de l'énergie non seulement pour la période 2013 à 2017, mais aussi depuis l'entrée en vigueur de la LApEI, afin de prendre en considération l'évolution des différences de couverture des années tarifaire 2009 à 2017 (4) (cf. ch. marg. 222). Enfin, la destinataire de la décision a téléversé plusieurs fichiers de comptabilité

analytique relatifs au calcul des coûts des années 2012 à 2019 (différences de couverture 2010 à 2017) sur le portail des gestionnaires de réseau de l'ElCom (pièce 25). 144 Suite à l'ouverture de la procédure à l'encontre de la destinataire de la décision (pièce 29), celle-ci a fait parvenir au ST ElCom une prise de position complémentaire, de même qu'une copie des contrats back-to-back (contrats d'approvisionnement pour clients finaux et contrats d'approvisionnement pour revendeurs) (pièce 33). 145 La destinataire de la décision a encore envoyé au ST ElCom un rapport d'expertise sur la détermination du WACC production (rapport [N], pièce 35), ainsi que la liste des [...] centrales de production hydraulique, mini-hydraulique et photovoltaïque, avec les quantités produites, les coûts de production et le prix de revient de l'année 2017 (pièce 37, annexe B). Elle a ensuite fourni des précisions sur les données des centrales hydrauliques, communiqué la liste de ses achats sur le marché (hors contrats back-to-back, pièce 42), et donné des explications sur les

1 A cet effet, la destinataire de la décision se base sur la recommandation de la branche pour le marché électrique suisse (SCCA-KRSG) version 2018, chap. 1.2.5.1, ou version 2021, chap. 1.3.5, selon laquelle les contrats back-to-back devraient être exclus de l'imputation des coûts. MWh % CHF % ct./kWh Production propre Achats marché - pertes actives 2017 Total

34/59

transactions du marché à court terme (pièce 45). Enfin, elle a transmis des informations complémentaires relatives aux coûts de production de [...] petites installations restantes ([...] installations de mini-hydraulique et [...] installations photovoltaïques (pièce 47, annexe A). 146 Dans sa prise de position du 31 août 2021 (pièce 57), la destinataire de la décision n'a pas communiqué d'informations supplémentaires en vue de compléter les données figurant dans le rapport de vérification du 5 mai 2021 (pièce 50), mais réitère et complète sa position antérieure.

E. 10.4

Calcul des tarifs de l'énergie selon l'ElCom

E. 10.4.1

Généralités 147 L'autorité de céans fonde sa méthode de calcul des coûts de l'énergie pour les consommateurs en approvisionnement de base sur une approche moyenne pondérée qui prend en compte l'ensemble du portefeuille énergétique. Les coûts effectifs sont ici le facteur décisif. Le prix moyen en cts/kWh est alors calculé à partir de ces coûts et de la quantité totale d'énergie. 148 La quantité totale d'énergie (production propre et achats sur le marché) est ventilée entre l'approvisionnement de base, les clients finaux libres, les éventuels fournisseurs avals et le réseau (pertes actives) en fonction de l'énergie soutirée. Les coûts de l'énergie pour les consommateurs finaux en approvisionnement de base sont ensuite calculés en multipliant le prix moyen par la quantité d'énergie consommée par les consommateurs finaux en approvisionnement de base (ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.3, ch. marg. 159 s., p. 34 et références citées en particulier ATF 142 II 451, consid. 5). 149 Conformément à l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015), les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau, au besoin au moyen d'adaptations des tarifs les années suivantes. Selon le TF, le législateur a manifestement voulu que ni les consommateurs captifs, ni les clients libres ne profitent seuls des bénéfices liés à l'accès au réseau, mais que, au contraire, l'un et l'autre groupe en profitent

proportionnellement (ATF 142 II 451, consid. 5.2.4). L'on ne saurait déduire ni du texte de la loi, ni des travaux préparatoires, que le législateur ait voulu limiter d'une quelconque manière la répercussion des bénéfices à l'approvisionnement de base. 150 En outre, le TAF a jugé, dans son arrêt A-1344/2015 du 28 juin 2018, qu'on ne saurait déduire ni du texte de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) ni des travaux préparatoires y relatifs comment il convient de prendre en compte le portefeuille énergétique. Le but et l'esprit de cette norme portent à lui conférer un large champ d'application. Une telle interprétation n'est également pas contredite par l'interprétation systématique. En conséquence, il ne faut pas restreindre le champ d'application de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) aux différentes sources d'approvisionnement spécifiques aux consommateurs finaux au sens de de la LApEl entrée en vigueur au 1er janvier 2008. Il est ainsi correct d'interpréter la norme de manière à ce qu'elle couvre en principe l'ensemble du portefeuille énergétique, qui comporte l'approvisionnement destiné aux revendeurs ainsi que les autres activités commerciales (ATF 142 II 451, consid. 10.5). 151 Il ne ressort pas non plus de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) qu'il faille considérer dans le portefeuille énergétique uniquement les livraisons directes aux consommateurs finaux de Suisse. Selon le texte de la norme, les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs le bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau. Le « bénéfice qu'ils tirent du libre accès au réseau » représente donc l'objet qu'ils doivent répartir au prorata. Mais cette formulation ne contient pas de limitation aux seuls bénéfices obtenus lors de l'achat d'énergie destinée aux consommateurs finaux suisses. L'article 6, alinéa 5

35/59

LApEl (2015) dispose que les bénéfices doivent être répercutés proportionnellement aux « consommateurs captifs » (cf. ATF 142 II 451, consid. 5.2.5). Le législateur définit ainsi les bénéficiaires de ces bénéfices, mais non pas de quelles livraisons ceux-ci doivent provenir. 152 Dans le cadre de la méthode dite du prix moyen, il faut prendre en compte l'intégralité du portefeuille énergétique. La méthode dite du prix moyen doit donc tenir compte aussi bien de l'approvisionnement destiné aux distributeurs (revendeurs) et aux autres gestionnaires de réseau, que des opérations commerciales pour compte propre et des autres activités commerciales conduisant à des livraisons d'énergie en Suisse (ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, ch. marg. 163 ss, p. 35 s.).

E. 10.4.2

Coûts de production 2017 153 Selon l'article 4, alinéa 1 OApEl (2017), les coûts de production d'une exploitation efficace sont imputables. Les coûts de production imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capitaux d'une production performante et efficace ainsi que les redevances et prestations inhérentes à la production fournie aux collectivités publiques. On entend par coûts d'exploitation les coûts des prestations directement liées à l'exploitation, notamment les coûts liés à l'achat d'énergie pour les besoins propres et à l'entretien des installations de production. On entend par coûts de capitaux imputables, les amortissements théoriques et les intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à la production, en se fondant, au maximum, sur les coûts initiaux d'achat ou de construction. Les amortissements théoriques sont calculés chaque année de manière linéaire sur une durée d'utilisation déterminée jusqu'à ce que la valeur résiduelle soit égale à zéro. Un taux d'intérêt tenant compte de manière appropriée des risques liés à la production d'électricité sera utilisé pour calculer les intérêts théoriques. L'autorité de ceans publie ce taux d'intérêt dans une directive séparée. Conformément à la législation sur

l'approvisionnement en électricité, l'autorité de céans a décidé d'appliquer au WACC de la production visée dans la législation sur l'approvisionnement en électricité, le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique (cf. ElCom, directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021 et consid. 10.1.4.3). Le WACC de la production est valable pour une année civile. 154 Hormis le niveau du WACC à appliquer, les intérêts théoriques des installations de production se calculent donc de la même manière que pour les coûts imputables du réseau. En ce qui concerne le réseau, les intérêts théoriques sont calculés chaque année sur les valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation des réseaux, conformément à l'article 15, alinéa 3, lettre b, LApEl. Les valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes, résultant des amortissements au sens de l'article 13, alinéa 2, OApEl à la fin de l'exercice, sont déterminantes. Le taux d'intérêt théorique à appliquer pour le réseau correspond au WACC fixé chaque année par le DETEC conformément aux dispositions de l'annexe 1 (art. 13, al. 3, let. b, en relation avec l'art. 13, al. 3bis, OApEl [2017]). Les valeurs déterminantes sont donc les valeurs résiduelles à l'achat ou à la fabrication des installations existantes résultant des amortissements à la fin de l'exercice (art. 13, al. 3, let. a, ch. 1, OApEl) (ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, ch. marg. 176 s., p. 38). 155 La production propre et les participations dans des unités de production prises en compte par l'autorité de céans dans le portefeuille énergétique total (dont dépend l'approvisionnement de base) correspond aux centrales de production et aux participations dans des unités de production sises sur le territoire national, ainsi qu'aux centrales de production et aux participations dans des unités de production sises à l'étranger, mais qui servent à l'approvisionnement des consommateurs finaux en Suisse (ElCom, décision 211-00008 du 6 avril 2020, consid. 2.1.4, ch. marg. 22, p. 8 et références citées, sp. ST ElCom, séances d'information pour gestionnaires de réseau

36/59

2018, diapositive 53 [p. 70 du .pdf], téléchargeable sur www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Manifestations ■ Séances d'information pour gestionnaires de réseau ■ Séances d'information 2010 – 2019, consulté le 6 décembre 2021). 156 Dans sa vérification de la production propre et des participations aux unités de production, l'autorité de céans se base ainsi sur le lieu où l'énergie est produite, respectivement livrée. Les quantités d'énergie qui ne sont pas destinées au territoire suisse en termes de production ou de livraison ne sont pas prises en compte. Par contre, toutes les autres sources d'énergie achetées sont incluses dans le portefeuille total et sont donc prises en compte dans le calcul des coûts pertinents de l'approvisionnement de base. Selon cette répartition de l'énergie, il n'importe pas que les quantités d'énergie soient finalement vendues en Suisse ou réexportées (ElCom, décisions 211-00008 du 6 avril 2020 et 211-00033 du 20 août 2020, ch. marg. 168 s., p. 36 et références citées). 157 Il y a encore lieu de préciser qu'il n'y a pas, en 2017, de livraison d'énergie entre les sociétés de production dans lesquelles RESA et/ou REH détiennent des participations de nature financières (pièce 68, annexe) et que l'électricité produite par ces centrales ne fait ainsi pas partie de l'énergie achetée par la destinataire de la décision pour alimenter son mix d'approvisionnement. Si RESA rachetait l'énergie produite par ces centrales et la vendait directement sur le marché (commerce), celle-ci devrait être également intégrée dans le calcul du prix moyen selon la pratique de l'autorité de céans en la matière (cf. ElCom, décision 211-00033 du 20 août 2020, consid. 5.4.2, sp. ch. marg. 168 s., p. 36). 158 La destinataire de la décision déclare, pour [...]

centrales hydrauliques, des coûts de production de [...] francs pour un volume de [...] MWh (pièce 42, annexe G), (cf. Tableau 2, version destinataire de la décision). Elle utilise pour le calcul des intérêts théoriques sur la valeur résiduelle de ces centrales de production un WACC de la production de [...] % (cf. bénéfice [capital investi * WACC]) et calcule également, avec le même WACC, un intérêt sur le fonds de roulement net (FRN) des coûts de production (cf. bénéfice [fonds de roulement * WACC]).

37/59

Tableau 2 Production propre de [...] centrales hydrauliques (2017), calcul selon la destinataire de la décision

Centrale de production Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Revenus divers en kCHF Concessions hydrauliques en kCHF Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Bénéfice (fonds de roulement * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh
Centrale de production Total Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Revenus divers en kCHF Concessions hydrauliques en kCHF Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Bénéfice (fonds de roulement * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh

38/59

159 Dans le Tableau 3 ci-dessous (version autorité de céans), le bénéfice a été corrigé pour tenir compte d'un WACC de 4.98% (cf. bénéfice [capital investi * WACC]), correspondant au WACC de la production 2017 de la directive 3/2018 (cf. consid. 10.1.4.3). De même, l'intérêt théorique sur le FRN des coûts de production a été supprimé. Les coûts de production sont ainsi réduits à [...] francs pour un volume de [...] MWh.

Tableau 3 Production propre de [...] centrales hydrauliques (2017), calcul selon l'autorité de céans 160 Conformément aux explications concernant les directives relatives au WACC de la production figurant au considérant 10.1.4.3, au fait que la directive 3/2018 n'a pas été appliquée de manière rétroactive selon le considérant 7.3.3, ainsi qu'aux diverses explications concernant le WACC présentées au considérant 11, l'autorité de céans considère que l'application d'un WACC de 4,98% est correcte. 161 De même, la prise en compte d'un intérêt sur le FRN des coûts d'approvisionnement en énergie n'est pas autorisée. En effet, selon la pratique de l'autorité de céans, aucun intérêt théorique sur le FRN ne peut être imputé aux coûts de production ou aux coûts d'achat de l'approvisionnement Centrale de production Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Revenus divers en kCHF Concessions hydrauliques en kCHF Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh Centrale de production Total Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Revenus divers en kCHF Concessions hydrauliques en kCHF Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh

39/59

de base. L'intérêt sur le FRN est pris en compte dans le cadre de la règle dite des 95/75 francs (ElCom, décision 211-00004 du 15 décembre 2016, ch. marg. 72). 162 Ainsi, compte tenu de l'application d'un WACC de 4.98% (2017) au lieu d'un WACC de [...], ainsi que de la suppression des intérêts sur le FRN, les coûts totaux de ces [...] installations hydrauliques passent de [...] à [...] francs, soit une baisse de [...] francs (- [...]). Le prix de revient moyen passe de [...] à [...] cts/kWh. 163 D'autre part, la destinataire de la décision déclare, pour [...] petites centrales, des coûts de production de [...] francs pour un volume de [...] MWh (pièce 47, annexe A) (cf. Tableau 4, version destinataire de la décision). Elle utilise pour le calcul des intérêts théoriques sur la valeur résiduelle de ces centrales un WACC de la production de [...] et calcule également, avec le même WACC, un intérêt sur le fonds de roulement net (FRN) des coûts de production (cf. bénéfice [fonds de roulement * WACC]).

Tableau 4 Production propre de [...] petites centrales (2017), calcul selon la destinataire de la décision 164 Dans le Tableau 5 ci-dessous (version autorité de céans), le bénéfice a été corrigé pour tenir compte d'un WACC de 4.98% correspondant au WACC de la production 2017 de la directive 3/2018 (cf. bénéfice [capital investi * WACC]). De même, l'intérêt théorique sur le FRN des coûts Centrale de production Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Bénéfice (fonds de roulement * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh Centrale de production Total [...] centrales Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Bénéfice (fonds de roulement * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh

40/59

de production a été supprimé. Les coûts de production sont ainsi réduits à [...] francs pour un volume de [...] MWh.

Tableau 5 Production propre de [...] petites centrales (2017), calcul selon l'autorité de céans 165 Conformément aux explications du ch. marg. 160, l'autorité de céans considère que l'application d'un WACC de 4,98% est correcte. 166 De même, conformément aux explications du ch. marg. 161, la prise en compte d'un intérêt sur le FRN des coûts d'approvisionnement en énergie n'est pas autorisée (ElCom, décision 211-00004 du 15 décembre 2016, ch. marg. 72). 167 Ainsi, compte tenu de l'application d'un WACC de 4.98% (2017) au lieu d'un WACC de [...], ainsi que de la suppression des intérêts sur le FRN, les coûts totaux de ces [...] installations hydrauliques passent de [...] francs à [...] francs, soit une baisse de [...] francs (- [...]). Le prix de revient moyen passe de [...] à [...] cts/kWh 168 La caractéristique principale des contrats d'achat à long terme n'est pas la centrale de production en tant que telle, mais correspond à la quantité d'énergie livrée en un lieu déterminé et à un moment précis. Ainsi, pour le gestionnaire de réseau, les contrats d'achat à long terme avec points de livraison en Suisse sont assimilables à la production propre d'une centrale de production qui produit de l'énergie électrique en Suisse, respectivement qui la produit à l'étranger pour approvisionner des consommateurs finaux en Suisse. L'électricité provenant de contrats d'achat Centrale de production Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice

(capital investi * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh Centrale de production Total [...] centrales Valeur résiduelle au 31.12.2017 en kCHF Volume de production en MWh Charges opérationnelles en kCHF Overhead - management fees en kCHF Amortissements en kCHF Impôts en kCHF Bénéfice (capital investi * WACC) en kCHF Coûts de production en kCHF Prix de revient en cts/kWh

41/59

à long terme qui prévoient la Suisse comme lieu de livraison est attribuée à la zone de réglage Suisse et peut donc, en principe, être livrée partout en Suisse. Le fait que l'énergie électrique provenant des propres centrales de l'entreprise ou de contrats d'achat à long terme puisse également être exportée à l'étranger ne modifie pas cette relation avec la Suisse. Les contrats d'achat à long terme qui mentionnent la Suisse comme lieu de livraison présentent un rattachement suffisant à la Suisse, si bien qu'il convient de tenir compte des quantités d'énergie indiquées et de les utiliser dans le cadre du calcul du prix de l'approvisionnement de base. Par conséquent, les contrats d'achat à long terme avec la Suisse comme lieu de livraison doivent être inclus dans la méthode du prix moyen (ElCom, décision 211-00008 du 6 avril 2020, consid. 2.1.4, ch. marg. 25, p. 9). 169 En l'espèce, les [...] contrats d'achat à long terme compris dans le portefeuille 2017 de la destinataire de la décision ont été passés par RESA avec [A] et [B]. [...] contrats conclus avec [B] concernent une livraison en Suisse et [...] contrats conclus avec [A] concernent des livraisons en [...] avec importation en Suisse. Les frais liés à l'importation de l'énergie de [...] vers la Suisse s'ajoutent aux coûts de ces contrats (cf. pièce 42). Ces [...] contrats sont inclus dans la méthode du prix moyen. Leur prix de revient moyen se monte à [...] cts/kWh (cf. Tableau 6). 170 Contrairement à la directive 2/2018, la destinataire de la décision inclut les contrats d'achat à long terme dans la somme des achats sur le marché dans son fichier de comptabilité analytique pour les tarifs 2019 (voir pièce 10, annexe A). Par souci de transparence, les contrats à long terme sont présentés de manière séparée dans le Tableau 6, mais font partie des coûts de production propre dans les Tableau 7 et Tableau 11 à Tableau 13. Tableau 6 Contrats d'achat long terme (2017) 171 Compte tenu des coûts de production propre imputables 2017 corrigés par l'autorité de céans d'un montant de [...] francs pour [...] MWh ([...] francs pour [...] centrales hydrauliques [cf. Tableau 3] + [...] francs pour [...] centrales mini-hydraulique et [...] centrales photovoltaïques [cf. Tableau 5]), soit un prix de revient moyen de [...] cts/kWh et des contrats long terme 2017 Contrats LT Date transaction Prix CHF MWh CHF Total contrats LT

42/59

d'un montant de [...] francs pour [...] MWh, les coûts de production imputables 2017 s'élèvent à [...] francs pour [...] MWh, soit un prix de revient moyen de [...] cts/kWh (cf. Tableau 7). Ceci représente une baisse de [...] cts/kWh par rapport aux coûts de production propre déclarés par la destinataire de la décision (cf. Tableau 1).

Tableau 7 Coûts de production de l'année 2017 totaux selon l'autorité de céans (WACC à 4.98%)

E. 10.4.3

Coûts d'achat 2017 172 Par courriel et courrier du 23 août 2018 (pièces 10 et 12), la destinataire de la décision a informé le ST ElCom qu'elle appliquait, dans sa prise en compte des coûts d'approvisionnement en énergie, l'interprétation de l'AES selon laquelle les contrats back-to-back devraient être exclus de l'imputation des coûts (cf. consid. 10.1.5).

Les fichiers de comptabilité analytique de la destinataire de la décision ne répondaient ainsi pas aux exigences de l'autorité de céans et plusieurs demandes de compléments et échanges d'écritures ont eu lieu entre elle et le ST ElCom dans le but d'en préciser le contenu (pièces 33, 34, 38, 42, 44 et 45). 173 Dans sa prise de position du 31 août 2021 (pièce 57, pp. 4 – 5), la destinataire de la décision précise encore que son portefeuille d'approvisionnement se constitue de production propre et de contrats conclus par RESA sur les marchés de l'électricité. Les achats marchés, notamment les contrats d'achat back-to-back, étant réalisés par la gestion de l'approvisionnement et de l'énergie de RESA et conclus directement par RESA avec les fournisseurs (cf. pièce 57, annexe 4) et non pas par la destinataire de la décision, cette dernière estime qu'il est difficilement défendable de les intégrer dans son portefeuille d'énergie. 174 L'autorité de céans peine toutefois à comprendre pour quelle raison seule la production propre, acquise par RESA au moyen de ses propres actifs de production ou auprès des différents partenaires détenteurs d'unités de production, devrait être déclarée par la destinataire de la décision, et non pas les achats sur les marchés de l'électricité également effectués par RESA, dont les contrats d'achats back-to-back. En effet, il a été démontré plus avant qu'il faut appliquer conjointement aux deux sociétés, REC et RESA, la méthode du prix moyen, sans tenir compte de leur indépendance juridique (cf. consid. 10.2). 175 L'ensemble du portefeuille énergétique, qui comprend également l'approvisionnement des fournisseurs avals et d'autres activités commerciales, est en principe couvert par le champ d'application de l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) (TAF, arrêt du 28 juin 2019, A-1344/2015, consid. 10.5, p. 25). La méthode du prix moyen ne peut être considérée comme contraire à la loi, même du point de vue du portefeuille énergétique. Ainsi, c'est à raison que l'ElCom applique la méthode du prix moyen aux tarifs de l'approvisionnement de base, pour tenir compte des avantages de Energie produite/ achats l.t. 2017 MWh CHF ct./kWh Production propre 2017 Contrats LT Total Coûts de production imputables selon l'autorité de céans

43/59

prix obtenus sur le marché dans l'ensemble du portefeuille énergétique (TAF, arrêt du 28 juin 2019, A-1344/2015, consid. 13, p. 28). 176 Par conséquent, il découle de ce qui précède que les contrats back-to-back doivent également être pris en compte dans la méthode du prix moyen afin que les avantages obtenus sur le marché par le gestionnaire de réseau soient également répercutés sur les consommateurs finaux en approvisionnement de base, proportionnellement à la part d'énergie du portefeuille énergétique total qu'ils ont soutirée. 177 La destinataire de la décision ne tenant pas compte des contrats back-to-back dans ses coûts d'approvisionnement en énergie, les coûts d'achat 2017, sont ajustés par l'autorité de céans, qui, se base sur la liste des contrats d'achat fournie en annexe de la prise de position complémentaire de la destinataire de la décision du 24 juillet 2019 (pièce 33, annexe 2) et sur le fichier intitulé « liste_contrats_marché_pot_commun_20191105.xls » (pièce 42). 178 De même, la destinataire de la décision ne tient pas compte des couvertures de risque « hedges » pour revendeurs dans le calcul selon la méthode du prix moyen. Les coûts liés aux « hedges » pour revendeurs doivent toutefois être inclus dans le calcul de la méthode du prix moyen, pour autant que, dans le cadre de la production ou de la livraison d'énergie, ceux-ci aient leur point de livraison en Suisse (décision du 20 août 2020, 211-00033, consid. 5.4.3, ch. marg. 185, p. 40). Comme mentionné au ch. marg. 156, il n'importe pas que les quantités d'énergie soient finalement vendues en Suisse ou réexportées. Les contrats pour revendeurs (groupes 7 et 8) ayant pour pays de livraison la

Suisse (pièce 33, p. 62 et s.) (cf. ch. marg. 117), ils sont donc inclus dans les contrats d'achats back-to-back 2017 et partant dans la méthode du prix moyen. En l'espèce, cela représente un montant de [...] francs soit un prix moyen de [...] cts/kWh (cf. Tableau 8). 179 Le Tableau 8 ci-dessous présente la liste des contrats d'achat back-to-back (B2B) 2017 (inclus les « hedges » pour revendeurs) effectués par RESA et revendus à REC. Le total des coûts imputables des contrats d'achats back-to-back pour l'année 2017 se monte, selon l'autorité de céans, à [...] francs pour un volume acquis de [...] MWh. Le prix de revient moyen des contrats back-to-back (y c. les « hedges » pour revendeurs) s'élève à [...] cts/kWh (cf. pièce 33, pp. 15 ss).

44/59

Note : Pour les contrats du Groupe 6 en euro, le taux de change EUR/CHF de 1.0883 d'octobre 2016 a été utilisé (source site de la BNS : <https://data.snb.ch/fr>). Tableau 8 Contrats d'achats back-to-back (y c. les « hedges » pour revendeurs), année 2017

Achats B2B 2017 Date transaction MWh CHF Approvisionnement pour clients finaux
Sous-total achats clients finaux Approvisionnement pour revendeurs Sous-total achats
revendeurs Total achats B2B

45/59

180 Le Tableau 9 présente quant à lui la liste des achats marché amont (hors back-to-back) et le total des achats sur le marché à court terme effectués par RESA et revendus à REC en 2017. Le total des coûts imputables de ces achats en 2017 se monte à [...] francs pour un volume de [...] MWh. Le prix de revient moyen de ces achats se monte à [...] cts/kWh (cf. pièce 42).

Tableau 9 Coûts d'achat marché (hors back-to-back), année 2017

Achats 2017 (hors B2B) Année transaction Prix CHF MWh CHF cts/kWh Total achats
marché (hors B2B)

46/59

181 Ainsi, comme le montre le Tableau 10, les coûts d'achat imputables 2017 des trois types d'achat sur le marché effectués par RESA et revendus à REC, se montent à [...] francs pour un volume de [...] MWh, soit un prix de revient moyen de [...] cts/kWh. Contrairement au calcul présenté dans le rapport de vérification du ST ElCom, l'autorité de céans tient compte ci-dessous de la totalité des achats (c.-à-d. sans déduction des pertes actives). Cette modification intervient à l'avantage de la destinataire de la décision. Tableau 10 Coûts d'achat 2017 ajustés par l'autorité de céans (y c. pertes actives)

E. 10.4.4

Synthèse des coûts de l'approvisionnement en énergie imputables 182 Selon l'autorité de céans, le portefeuille d'approvisionnement global² 2017 commercialisé par la destinataire de la décision, et fourni entièrement par RESA, se compose de trois sources distinctes d'approvisionnement : la production propre de RESA et des différents partenaires détenteurs d'unités de production, les contrats long terme (considérés comme production propre) et l'ensemble des achats sur le marché (contrats amont RESA forward, contrats de court terme et contrats back-to-back [y c. hedges pour revendeurs]). Après correction, les coûts de l'approvisionnement en énergie imputables pour l'année 2017 s'élèvent à [...] francs (cf. Tableau 11) pour un prix de revient moyen de [...] cts/kWh. Tableau 11 Coûts

d'approvisionnement imputables totaux 2017 selon l'autorité de céans (y c. pertes actives)

2 Le taux de change EUR/CHF publié par la Banque National Suisse (BNS) (téléchargeable sur <https://data.snb.ch/fr> a été utilisé pour la conversion des euros en francs suisses. Energie achetée 2017 MWh CHF ct./kWh Contrats back-to-back Achats amont RESA Achats court terme Total Coûts d'approvisionnement imputables selon l'autorité de céans MWh CHF cts/kWh Production propre 2017 (y.c. contrats LT) Achats 2017 Approvisionnement 2017 47/59

E. 10.5

Volumes imputables et coûts de l'approvisionnement en énergie 2017 destinés à l'approvisionnement de base

E. 10.5.1

Volumes 183 Pour attribuer les quantités respectives (MWh) de la production propre et des achats d'énergie à l'approvisionnement de base, l'autorité de céans a pour principe de calculer les coefficients des quantités de production propre et d'achat d'énergie attribuées par les GRD à l'approvisionnement de base par rapport à l'approvisionnement total et d'appliquer ensuite le coefficient de l'approvisionnement de base aux quantités totales d'énergie disponibles de la production propre et des achats (cf. ElCom, décision 957-08-141 du 15 avril 2013, ch. marg. 75 ss). 184 Comme le montre le Tableau 12, le coefficient de l'approvisionnement de base se monte à [...] % et celui du marché libre à [...] % de l'énergie totale.

* selon formulaire 5.1, comptabilité analytique T2019 (pièce 10, annexe A) Tableau 12 Coefficients 2017 relatifs aux quantités délivrées à l'approvisionnement de base et au marché libre 185 Les quantités d'énergie produites et achetées sont ensuite réparties en fonction des coefficients déterminés dans le Tableau 12 ci-dessus, à savoir [...] MWh ([...] MWh * [...] %) pour la production propre en approvisionnement de base et [...] MWh ([...] – [...]) pour les achats d'énergie en approvisionnement de base, et valorisées aux coûts unitaires imputables déterminés par l'autorité de céans pour la production propre et les achats d'énergie (cf. Tableau 13).

Approvisionnement total 2017 Part attribuée à l'approvisionnement de base Coeff. appro. base Part attribuée au marché libre (hors appro. de base) Coeff. marché libre MWh MWh % MWh % Production propre 2017 (y.c. contrats LT) Achats 2017 Approvisionnement 2017 48/59

E. 10.5.2

Coûts 186 Les coûts d'approvisionnement imputables 2017 pour l'approvisionnement de base s'élèvent ainsi à [...] francs, soit une réduction de [...] francs ([...] – [...]) par rapport aux coûts de l'approvisionnement de base déclarés par la destinataire de la décision dans le formulaire 5.1 « Différence de couverture 2017 de l'énergie » du fichier de comptabilité analytique pour les tarifs 2019 (pièce 10, annexe A).

* selon formulaire 5.1, comptabilité analytique T2019 (pièce 10, annexe A) Tableau 13 Coûts d'approvisionnement 2017 pour l'approvisionnement de base

E. 10.6

Coûts de gestion, bénéfice inclus 187 Les coûts de gestion, bénéfice inclus, de l'approvisionnement de base (soit les coûts administratifs, coûts de vente, autres coûts de la fourniture d'énergie et bénéfice de l'énergie) déclarés par la destinataire de la décision en 2017 s'élèvent à [...] francs (pièce 10, annexe A). Compte tenu d'un nombre de destinataires de factures des gestionnaires de réseau approvisionnés en 2017 de [...] (pièce 49), la règle des 95 francs est respectée. Par conséquent, l'autorité de céans n'apporte aucune correction aux coûts de gestion, bénéfice inclus de la destinataire de la décision.

E. 11

Taux de WACC de la production

E. 11.1

Préambule 188 Comme expliqué au considérant 10.1.4.3, l'autorité de céans tient compte, pour le WACC de la production visé dans la législation sur l'approvisionnement en électricité, du taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique, fixé à 4,98% à partir de 2014.

E. 11.2

Position de la destinataire de la décision 189 Dans sa prise de position complémentaire du 24 juillet 2019 (pièce 33), la destinataire de la décision soulève les arguments suivants pour justifier l'utilisation d'un WACC de la production de [...], un taux qui est plus élevé que le taux de 4,98% autorisé par l'autorité de céans :

Approvisionnement total 2017 Coûts d'approvisionnement imputables selon l'autorité de céans Part attribuée à l'approvisionnement de base [...] Coûts d'approvisionnement pour l'approvisionnement de base MWh CHF ct./kWh MWh CHF Production propre 2017 (y.c. contrats LT) Achats 2017 Approvisionnement 2017

49/59

1) Le taux de WACC production des directives 3/2018 et 3/2019 ne sont pas juridiquement contraignants ; 2) Le WACC production devrait être individualisé ; 3) Le WACC production devrait être plus élevé que 4,98% pour tenir compte des risques d'un marché libéralisé. 190 Pour compléter ses arguments, la destinataire de la décision a fait parvenir au ST ElCom une expertise du cabinet [...] relatif à la détermination du WACC production (pièce 35 ; rapport [N]). 191 Il est répondu ci-après point par point aux arguments avancés par la destinataire de la décision. Le considérant 11.6 est dédié à la discussion du rapport [N].

E. 11.3

Le taux de WACC de la production tel que fixé dans les directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021 est contraignant 192 La destinataire de la décision soutient que : « Le taux de WACC de production de 4,98% défini pour l'année tarifaire 2017 selon les Directives 3/2018 et 3/2019 de l'ElCom n'a pas d'effet juridiquement contraignant dans la mesure où ces directives ne constituent pas des sources de droit administratif matériel créant des droits et des obligations déductibles en justice. D'un point de vue formel, ces directives ne sauraient par conséquent lier les juridictions administratives. Des lors, il y a lieu de soumettre le taux de WACC de production de 4,98% tel que fixé par les Directives 3/2018 l'ElCom a un examen matériel. » (pièce 33, ch. 2.2, 1er par., p. 2). De plus, elle indique que : « Les Directives 3/2018 et 3/2019 se réfèrent à des années tarifaires passées, ce qui

constitue un « effet rétroactif » contestable. En raison de l'absence de force juridique des Directives 3/2018 et 3/2019 toutefois, il n'y a pas ici à proprement parler d'effet rétroactif technique et juridique, dans la mesure où il faut considérer que l'ElCom ne fait qu'exprimer son opinion propre par le biais des deux Directives précitées. » (pièce 33, ch. 2.2, 2e par., pp. 2 s.). 193 Comme expliqué au considérant 10.1.4.1, les directives de l'autorité de céans, en leur qualité d'ordonnances administratives, doivent être prise en considération et sont donc pleinement applicables. 194 L'article 22, alinéa 2, lettres a et b LApEl donne la compétence à l'ElCom de vérifier les tarifs de l'électricité (au sens de l'énergie). Or, l'article 6, alinéa 1 LApEl se limite à préciser que ceux-ci doivent être « équitables ». Cette notion juridique indéterminée implique la mise en place d'une pratique précisant cette notion de « tarifs équitables ». La question du calcul des intérêts théoriques sur les valeurs patrimoniales nécessaires à la production étant centrale, c'est dans un souci de transparence et de respect du droit à l'égalité de traitement entre les différents gestionnaires de réseau que l'autorité de céans a édicté les directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021 relatives au WACC de la production. Parce qu'il est transparent et respectueux du droit à l'égalité de traitement entre les différents gestionnaires de réseau, le WACC de la production défini dans les directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021 est contraignant. 195 Dans le cas d'espèce, les quatre directives successives de l'ElCom 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021 relatives au WACC de la production présentent une pratique identique : seuls les tableaux présentant les calculs du WACC de la production ont été actualisés. De plus, et comme cela a déjà été démontré (cf. consid. 7.3.3, ch. marg. 73 ss), il est erroné de prétendre que ces directives sont appliquées de manière rétroactive.

50/59

E. 11.4

L'utilisation d'un WACC de la production unique est équitable 196 La destinataire de la décision soutient que : « Le taux de WACC de production doit être fixé sur la base des réalités économiques et doit par conséquent correspondre au marché. En particulier, le taux de WACC de production doit refléter à la fois les risques déjà encourus et les risques futurs. Force est de constater qu'un taux de WACC de production de 4.98% pour l'ensemble de la branche, tel que fixé par les Directives précitées, sans que ne soient prises en compte les spécificités de chaque entreprise, ne respecte pas cette exigence et ne tient pas compte de la situation de REC. » (pièce 33, ch. 2.2, 2e par., p. 3). Elle est ainsi d'avis que le taux de WACC de la production doit différer d'une entreprise électrique à une autre, car les risques portés par les différentes entreprises varient grandement. 197 Les « Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé des instruments de promotion pour la production issue d'énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie 2050 » (Document téléchargeable sur : www.ofen.admin.ch ■ Mesures d'encouragement ■ Energies renouvelables ■ WACC – Taux d'intérêt calculé [consulté le 6 décembre 2021]) mentionnent que « Le WACC des instruments de promotion est réglementé à l'art. 66 et à l'annexe 3 de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER ; RS 730.03 ; contributions d'investissement allouées pour la force hydraulique), à l'art. 86 OEnER (contributions d'investissement allouées pour la biomasse), à l'art. 90 OEnER (prime de marché pour la grande hydraulique) et à l'annexe 2, ch. 3.5.2, de l'ordonnance du 1er novembre 2017 sur l'énergie (OEnE ; RS 730.01 ; garanties de risque pour la géothermie) en relation avec l'art. 13 de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl ; RS 734.71). Le Département

fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) fixe ce taux chaque année. » Le WACC de la production, correspondant au WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique, se monte à 4.98% pour l'année 2017 (directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021). 198 Selon ce qui précède, et compte tenu du fait que l'autorité de céans a décidé d'appliquer au WACC de la production visé dans la législation sur l'approvisionnement en électricité le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique, il s'ensuit que dans le cadre d'une législation applicable au secteur de l'électricité dans son ensemble, l'utilisation d'un WACC de la production individualisé n'est pas adapté. C'est pourquoi un WACC unique et valable pour toute la branche a été prévu par le législateur. En outre, le WACC de la production utilisé dans le rapport de vérification des coûts et tarifs de RESA du

E. 11.5

Le taux de WACC de la production tient déjà compte des risques d'un marché libéralisé 201 La destinataire de la décision précise que : « Il est par ailleurs de notoriété publique que le marché suisse de l'électricité s'achemine vers une libéralisation totale dans un avenir plus ou moins proche ; il s'agit là d'un élément dont les investisseurs doivent aujourd'hui déjà tenir compte. Or, force est de constater que dans un marché totalement libéralisé, le capital immobilisé dans les centrales électriques est rétribué à des taux d'intérêt plus élevés en raison des risques du marché libre que dans un marché non libéralisé ou partiellement libéralisé seulement, tel que nous le connaissons actuellement en Suisse. En raison de la durée de vie d'une centrale électrique, le capital déjà immobilisé dans celle-ci est donc aujourd'hui déjà exposé à des risques qui ne surviendront que plus tard, réalité qui commande l'application d'un taux d'intérêt logiquement plus élevé. » (pièce 33, ch. 2.2, 3e par., p. 3). 202 Le risque lié au secteur de la production d'énergie est déjà compris dans la prime de risque qui entre dans le calcul du WACC de la production (cf. annexe 1, OApEl [2017]), et ne saurait être indemnisé une nouvelle fois. Sa prise en compte additionnelle dans le WACC équivaldrait en effet à une double comptabilisation. Selon le rapport IFBC, les risques et la longue durée d'immobilisation du capital dans les investissements de la production sont également pris en compte. Dès que le marché sera libéralisé, il n'y aura plus, ou que peu, de clients captifs. Les entreprises seront alors libres d'intégrer leurs risques dans les prix en fonction du marché. D'autre part, on ne voit pas en quoi, en tant que société de commerce d'énergie et négociant, la destinataire de la décision serait concernée par la prise en compte de risques futurs liés à l'ouverture du marché dans les investissements des centrales électriques. Cet argument est avant tout un argument de producteur d'énergie, et non pas un argument d'acteur du marché de l'énergie en mesure de diversifier les risques de son portefeuille énergétique. 203 De plus, la LApEl, entrée en vigueur en 2007, prévoyait déjà une deuxième étape de l'ouverture du marché après une première étape transitoire de cinq ans. Le calendrier de la libéralisation du marché de l'électricité fut reporté jusqu'à nouvel ordre suite, entre autres, aux réactions résultant de l'accident nucléaire de Fukushima en 2011. Dans ce contexte, les discussions politiques sur la sortie progressive du nucléaire et la promotion des énergies renouvelables commencèrent. Peu après s'ensuivit la décision de modifier l'article 6, alinéa 5 LApEl (2015) afin de permettre l'attribution de l'énergie provenant de capacités de production d'énergie renouvelable indigène aux clients captifs sans tenir compte de la méthode du prix moyen. Les risques liés à une libéralisation totale du marché furent de facto réduits pour les gestionnaires de réseau. En raison des mesures de soutien aux énergies renouvelables

indigènes décidées par le Parlement (introduction d'une prime de marché dès 2018 [art. 30f, LEnE] et dès 2019 [art. 6, al. 5bis LApEl {2019}]), les actionnaires-clients de la destinataire de la décision et RESA ont actuellement la possibilité d'allouer toute leur production propre à l'approvisionnement de base à travers la destinataire de la décision. Le risque du marché pour la production propre est ainsi dans les faits, inexistant, en tout cas jusqu'à l'expiration de la prime de marché. A noter que les Chambres fédérales, en traitant l'initiative parlementaire Girod, ont d'ores et déjà prolongé ce soutien jusqu'en 2030 (art. 6, al. 5bis LApEl [2019] en lien avec art. 38, al. 2 nLEne [2021]). A noter toutefois que le délai référendaire court encore jusqu'au 20 janvier 2022 (FF 2021 2321). 204 Il découle de ce qui précède que le taux de WACC de la production, qui s'élève à 4.98% en 2017, tient compte de manière appropriée des risques liés à un marché libéralisé.

52/59

E. 11.6

Expertise du cabinet [...] relative au WACC de la production (rapport [N]) 205 En date du 27 septembre 2019, la destinataire de la décision a transmis au ST ElCom un avis d'expertise (le rapport [N], pièce 35) sur la question du WACC de la production. Selon elle, les conclusions de ce rapport l'autoriseraient à appliquer un WACC de la production minimal de [...] % pour l'année tarifaire 2017. 206 L'autorité de céans a pris connaissance de ce rapport et mentionne ci-dessous les éléments principaux avec lesquels elle est en désaccord. Comme mentionné ci-dessus (cf. consid. 10.1.4.3), l'autorité de céans applique au WACC de la production le taux fixé chaque année par le DETEC pour le WACC des mesures d'encouragement de la force hydraulique. Elle applique ainsi un WACC de la production unique pour toute la branche, qui tient compte du risque lié au secteur de la production d'énergie par le biais de la prime de risque qui entre dans le calcul du WACC de la production (cf. ch. marg. 202 ci-dessus) : - Les auteurs du rapport [N] tentent d'établir, sur la base d'une étude générale, un lien avec la situation individuelle de la destinataire de la décision quand cela sert ses objectifs, mais y renoncent sur d'autres points (par exemple concernant l'intérêt réel sur les capitaux étrangers). La décharge de responsabilité (« disclaimer ») spécifiée dans le rapport précité annonce clairement qu'elle est de nature générale. Finalement, les auteurs du rapport [N] retiennent un taux d'emprunt de [...] % (p. 34 du rapport [N]), alors que le rapport de gestion 2018 du Groupe Romande Energie indique un taux d'emprunt moyen de 2.07% (téléchargeable sur : www.romande-energie.ch ■ Investor Relations ■ Présentations et Rapports de gestion ■ 2018 (consulté le 6 décembre 2021), note 26, p. 84) pour l'année 2017, soit un taux inférieur à celui déterminé par les auteurs du rapport [N]. - La méthodologie suivie dans le rapport [N] est incohérente en terme de temporalité : premièrement, les données historiques sont comparées aux estimations futures. Il est d'usage en Suisse d'éviter une telle pratique (cf. à ce propos rapport IFBC : « Theoretisch müsste die MRP [Marktrisikoprämie] zukunftsbezogen bestimmt werden, was aber höchste Subjektivität mit sich brächte. Zur Vermeidung dieser Schätzproblematik wird die MRP in Empirie und Anwendungspraxis in der Regel auf der Basis historischer Werte hergeleitet. »). En effet, pour déterminer le taux d'intérêt sans risque (rf), les auteurs du rapport [N] utilisent d'une part la moyenne sur dix ans (2007–2016) du taux d'intérêt sans risque sur les obligations de la Confédération, soit une méthodologie basée sur des données historiques ou modèle ex post. Deuxièmement, pour estimer l'espérance du profit futur (E(r_m)), les auteurs du rapport [N] utilisent les valeurs du dernier semestre 2016 pour prédire le rendement espéré du marché à la date de référence du

31.12. 2016, soit une méthodologie basée sur des valeurs prédites ou modèle ex ante. - L'ElCom est l'autorité de surveillance et met en œuvre la loi. Le détenteur du pouvoir réglementaire, c'est-à-dire le Conseil fédéral, a défini dans l'OApEl la méthode de calcul du WACC dans le secteur monopolistique du réseau électrique (cf. art. 13, al. 3bis et annexe 1, OApEl [2017]). Plus tard, à compter de janvier 2018, il a également défini dans le cadre de la prime de marché la méthode et les risques liés à la production d'énergie par les grandes installations hydroélectriques ou par d'autres types de production (cf. art. 66 et annexe 3, OEneR). Les deux concepts – à savoir l'évaluation des risques inhérents à un monopole et l'évaluation des risques inhérents à un domaine subventionné – sont comparables du point de vue du risque. On voit donc mal pourquoi l'autorité de céans, en tant qu'autorité de surveillance, ne devrait pas utiliser le concept défini par la loi, afin de garantir un traitement clair et transparent des faits (cf. rapport IFBC, réalisé sur mandat de l'OFEN, qui a servi de base pour la détermination du coût du capital pour les mesures d'encouragement de la grande hydraulique. Kapitalkostensätze der Fördermassnahmen für die Grosswasserkraft, rapport en allemand

53/59

avec synthèse en français, téléchargeable sur www.ofen.admin.ch ■ Mesures d'encouragement ■ Prime de marché grandes installations hydroélectriques ■ Rapports, consulté le 6 décembre 2021). 207 En conclusion, les auteurs du rapport [N] ne démontrent pas en quoi leur méthodologie est plus adaptée que la méthodologie utilisée par l'OFEN pour déterminer le WACC de la production (cf. « Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé des instruments de promotion pour la production issue d'énergies renouvelables dans le cadre de la stratégie 2050 », téléchargeable sur : www.ofen.admin.ch ■ Mesures d'encouragement ■ Energies renouvelables ■ WACC – Taux d'intérêt calculé [consulté le 6 décembre 2021]). Ils ne présentent pas non plus d'argument défendant l'utilisation d'un WACC de la production spécifique à la destinataire de la décision. Pour toutes ces raisons, l'autorité de céans rejette les conclusions des auteurs du rapport [N] relatives à la détermination du WACC de la production qui devrait être appliqué dans la présente procédure. 12 Rapport d'expertise économique sur les tarifs applicables aux clients captifs (rapport [O]) 208 En annexe à sa prise de position du 31 août 2021 (pièce 57, annexe 3), la destinataire de la décision a remis à l'autorité de céans un rapport d'expertise économique sur les tarifs applicables aux clients captifs établi par l'entreprise de conseil [...], à [...]. Il est à noter que, bien que le nom de la destinataire de la décision soit mentionnée en page de titre (et dans les annexes notamment), le rapport cite très souvent le nom de « Romande Energie », sans que l'on sache si cette appellation fait référence à la destinataire de la décision, à RESA ou encore au groupe Romande Energie. Il mentionne également la société « Romande Energie Commercialisation » qui n'existe pas. Cet amalgame est susceptible de conduire à des confusions que nous tenterons d'éviter. 209 La section 2 du rapport de l'entreprise de conseil [...] (ci-après : rapport [O]) décrit grossièrement le cadre économique de régulation en Suisse, et conclut en page 17 « que les incertitudes du cadre de régulation donnent des marges d'appréciation sur la définition de la méthode de tarification ». Il est notamment mentionné au chiffre 2.48 (p. 17) que « le cadre de régulation de l'approvisionnement de base était et reste éloigné des meilleures pratiques des régulateurs en Europe, qui visent à définir un cadre clair et stable pour une période déterminée à l'avance, et à éviter tout changement rétroactif ». L'annexe C présente d'autre part des exemples de bonnes pratiques tels que l'approvisionnement des clients

captifs au Québec et au Brésil. 210 La section 3 du rapport [O] compare ensuite la méthode du prix moyen de l'autorité de céans avec la méthode de Romande Energie au regard des enjeux associés au cadre de régulation et aux objectifs de politique énergétique. Elle en tire notamment les conclusions suivantes, à savoir que la méthode du prix moyen de l'ElCom nuit à une saine concurrence sur le marché libre (chiffre 3.4 ss), expose les GRD à des pertes éventuelles et à des sous-investissements dans les capacités de production (chiffre 3.17), risque d'accentuer la volatilité des tarifs pour les clients captifs (chiffre 3.24), et considère implicitement que les coûts moyennés pour l'ensemble des volumes d'énergie achetés sont également représentatifs des coûts engendrés par les client élus et par les clients captifs (chiffre 3.34). La méthode de Romande Energie surmonterait quant à elle théoriquement toutes ces problématiques et permettrait de calculer des tarifs de l'énergie « appropriés » aussi bien pour les clients captifs, à qui sont affectés l'intégralité des coûts de la production propre, que pour les clients sur le marché (ces derniers bénéficiant d'une concurrence saine sur le marché libre, notamment par rapport aux concurrents sans production propre). Il n'est toutefois pas démontré comment elle y parviendrait mieux que la méthode du prix moyen retenue par l'autorité de céans.

54/59

211 Le cadre législatif régulateur de l'électricité en Suisse est fixé par le Parlement, appuyé dans sa tâche par le travail de l'OFEN. Sans compétence législative régulateur, l'autorité de céans est notamment compétente pour statuer en cas de litige ou vérifier d'office les tarifs de l'électricité (art. 22, al. 2, let. a et b, LApEl). La législation en matière d'approvisionnement en électricité (LApEl et OApEl) contient plusieurs règles concernant la composition des tarifs et de la rémunération pour l'utilisation du réseau et des tarifs de l'électricité (notamment art. 6, 14 et 15 LApEl [2015] et art. 4, 7, et 12 à 19, OApEl [2017]). Dans son arrêt 2C_681/2015, 2C_682/2015 du

E. 16

avril 2012 (957-08-036, ch. marg. 198 – 212) avait déjà été déterminé en tant que taux d'intérêt pour toute la branche, de manière analogue au réseau. Le calcul standard ne contenait aucune donnée d'entreprise spécifique à RESA, si bien qu'un taux de WACC de la production valable pour l'ensemble de la branche avait déjà été défini à cette époque. 199 Par ailleurs, la destinataire de la décision invoque le fait que RESA n'a pas le contrôle de certaines sociétés auprès desquelles elle se fournit en énergie (pièce 57, let. A, ch. 1, let. b, p. 5 et let B, ch. 3, let. C, p. 19, 2e par.). Dans ce cas, RESA ne maîtriserait pas le taux de WACC appliqué. Toutefois, s'il s'agit d'achats au sein du groupe ou auprès de partenaires détenteurs d'unités de production (cf. consid. 10.2), le taux de WACC à appliquer par la société de production doit être conforme à la pratique de l'autorité de céans. Qu'il s'agisse d'achat dans des sociétés de production dans lesquelles RESA détient ou non la majorité des actions, le taux de WACC doit être respecté. Un WACC trop élevé implique des prix de vente trop élevés. Il lui incombe donc de se fournir auprès de tiers pour se garantir les meilleurs tarifs possibles. Ainsi, le fait que les prix soient fixés entre sociétés dont la destinataire de la décision n'a pas le contrôle est sans pertinence. La destinataire de la décision qui soulève le contraire ne démontre d'ailleurs pas en quoi cela le serait.

51/59

200 Il découle de tout ce qui précède que le taux de WACC de la production, tel que fixé par année dans les directives 3/2018, 3/2019, 2/2020 et 1/2021 et valable pour l'ensemble

de la branche, est équitable.

E. 20

juillet 2016, le TF a confirmé implicitement la conformité avec le droit supérieur de l'article 4, alinéa 1, OApEl (2017) (consid. 5.2.7 de l'arrêt). Le TF a également constaté que la méthode appliquée par l'autorité de céans pour la vérification des tarifs de l'énergie ne peut pas être considérée comme inéquitable (cf. consid. 5.2.8 de l'arrêt). L'approche régulatoire de l'autorité de céans est ainsi conforme à la législation suisse, ce qui n'est vraisemblablement pas le cas des pratiques régulières européennes. Par ailleurs, le législateur et les autorités suisses ne sont pas tenues par la législation européenne sur l'approvisionnement en électricité. 212 Il est d'autre part précisé dans l'ATF 142 II 451, consid. 6.3.1, que les valeurs internationales de référence ne pourraient apporter aucune contribution à la vérification de « l'équité des tarifs » de l'énergie selon l'article 6, alinéa 1 LApEl. D'une part, ces valeurs ne sont pas connues de l'autorité de céans. D'autre part, quand bien même elles seraient disponibles, elles ne seraient pas pertinentes du fait qu'elles concernent des niveaux de prix, des coûts de la vie et un cadre régulatoire, en partie, voire totalement différents. Cela est d'autant plus vrai en ce qui concerne les exemples cités par la destinataire de la décision que sont le Québec et le Brésil. Ces exemples ne sont pas pertinents dans la mesure où aucun de ces réseaux n'est raccordé au réseau interconnecté européen, ce qui entrave de facto le commerce de l'électricité avec des producteurs raccordés à ces réseaux. Par ailleurs, les niveaux de vie dans ces régions du monde sont très différents de celui que connaît la Suisse – et même l'Union européenne –, si bien qu'une comparaison ne serait pas représentative (cf. ch. marg. 86). 213 La section 4 du rapport [O] analyse enfin le niveau de rémunération et de marge de « Romande Energie » en soulignant que cette dernière respecte la règle des 95 francs, qu'elle a rémunéré la production propre au niveau du WACC pris en compte dans le calcul des coûts imputables (soit un WACC non conforme aux directives de l'ElCom) et que la méthode appliquée n'a pas généré de gains substantiels par rapport à la méthode du prix moyen. 214 Si la destinataire de la décision respecte bien la règle des 95 francs, le considérant 10 ci-dessus fait la démonstration du non-respect par cette dernière de la méthode du prix moyen en 2017 d'une part, ainsi que de l'application d'un WACC de la production non conforme aux directives de l'autorité de céans d'autre part. 13 Prise de position de la Surveillance des prix (SPr) 215 Conformément à l'article 15 LSPr en lien avec l'article 3, alinéa 2 RI ElCom, l'autorité de céans invite la SPr à donner son avis avant toute décision concernant les tarifs et rémunérations pour l'utilisation du réseau ou les tarifs d'électricité. A teneur de l'article 15, alinéa 2ter LSPr, l'autorité compétente mentionne l'avis du Surveillant des prix dans sa décision ; si elle s'en écarte, elle s'en explique. 216 En vertu de ce qui précède, le ST ElCom a notifié son rapport de vérification à la SPr par courrier recommandé du 5 mai 2021 (pièce 51) en l'invitant à prendre position dans un délai fixé. Par courrier du 25 mai 2021, transmis par voie électronique (pièce 53), cette dernière a ainsi salué les baisses de coûts obtenues pour l'année sous revue et précisé qu'elle renonçait à déposer une prise de position au sens de l'article 15 LSPr.

55/59

14 Différence de couverture de l'énergie 217 Les gains injustifiés dus à des tarifs d'utilisation du réseau ou à des tarifs d'électricité trop élevés doivent être compensés (art. 19, al. 2, OApEl). De manière analogue, les découverts de couverture peuvent également être compensés les années suivantes. 218 L'autorité de céans a concrétisé ces critères dans

une directive dans laquelle deux annexes sont intégrées sous le nom « Formulaire DN_2 » et « Formulaire DE_2 » revêtant la forme d'un unique fichier Excel (directive 2/2019 et Formulaire de Différence de couverture). 219 Les coûts totaux d'approvisionnement 2017 (corrigés par l'autorité de céans) s'élèvent à [...] francs (y compris les pertes actives qui sont des coûts d'exploitation du réseau et qui ne doivent pas être prises en compte dans les coûts de l'énergie). Ils se montent à [...] francs pour l'approvisionnement de base (cf. Tableau 13). 220 Les coûts de gestion, bénéfice inclus, de l'approvisionnement de base (soit les coûts administratifs, coûts de vente, autres coûts de la fourniture d'énergie et bénéfice de l'énergie) déclarés par la destinataire de la décision s'élèvent à [...] francs (cf. consid. 10.6 et pièce 10, annexe A). Compte tenu des [...] destinataires de factures des gestionnaires de réseau approvisionnés par celle-ci en 2017 (pièce 49), la règle des 95 francs est respectée. 221 Selon le formulaire 5.1 « Différence de couverture 2017 de l'énergie » (fichier de comptabilité pour les tarifs T2019, pièce 10, annexe A), le chiffre d'affaires de la fourniture d'énergie de la destinataire de la décision issu de l'approvisionnement de base se monte à [...] francs. Avec un total des coûts de l'énergie pour l'approvisionnement de base de [...] francs ([...] francs + [...] francs), la différence de couverture de l'énergie 2017 montre ainsi un excédent de couverture de [...] francs (cf. Tableau 14), montant qui devra être restitué aux consommateurs finaux selon la directive 2/2019 de l'ElCom, y c. les annexes qui y sont intégrées et mentionnées ci-dessus, dans un délai trois ans à compter de l'entrée en force de la présente décision. Les excédents de couverture doivent être rémunéré avec le WACC du réseau de l'année tarifaire suivante (t+2). Tableau 14 Différence de couverture de l'énergie 2017 (approvisionnement de base), selon l'autorité de céans 222 Enfin, la destinataire de la décision a téléversé, le 27 février 2019 (cf. ch. marg. 8), sur le portail des gestionnaires de réseau de l'autorité de céans, plusieurs fichiers de comptabilité analytique relatifs au calcul des coûts des années 2012 à 2019, en invoquant le fait qu'il convient de tenir compte des différences de couverture de l'énergie non seulement pour la période 2013 à 2017, mais aussi depuis l'entrée en vigueur de la LApEI. Elle ajoute dans sa prise de position qu'il est contradictoire de se baser sur une directive édictée en 2020 pour lui refuser sa demande de 2019 (cf. pièce 57, let. B, ch. 3, let. c, p.17). En effet, la directive 1/2020 de l'ElCom du 20 février 2020 relative à la comptabilité analytique (calcul des coûts) : présentation et adaptation rétroactive 2017 [CHF] Total des revenus de l'énergie pour l'approvisionnement de base Total des coûts de l'énergie pour l'approvisionnement de base Excédent de couverture de l'énergie

56/59

(ci-après : directive 1/2020 ; téléchargeable sur www.elcom.admin.ch ■ Documentation ■ Directives, consulté le 6 décembre 2021) prévoit notamment que « En principe, le fichier de comptabilité analytique est définitif au moment où il est présenté à l'ElCom. » (ch. 3, let. a, p. 2) et que toute adaptation rétroactive doit être explicitement approuvée. « Les adaptations rétroactives qui n'ont pas été explicitement approuvées par l'ElCom ou par le ST ElCom ne doivent pas être effectuées. » (ch. 3, let. c, p. 2). Pour procéder à une modification rétroactive, le gestionnaire de réseau doit donc préalablement soumettre une demande écrite dûment justifiée à l'autorité de céans et exposer les faits concernés au moyen de documents justificatifs. Le téléversement d'une nouvelle version du fichier de comptabilité analytique sur le portail de l'ElCom pour les gestionnaires de réseau n'est pas suffisant. Ainsi, ce n'est qu'après approbation de la demande par l'ElCom ou par le ST ElCom que les adaptations peuvent être apportées aux comptabilités analytiques correspondantes (cf.

directive 1/2020, ch. 3, let, b, p. 2). Il n'y a dès lors pas lieu de prendre en considération l'évolution de la différence de couverture sur les années 2009 à 2017 adaptées en février 2019 sans approbation de l'autorité de céans ou du ST ElCom. Par ailleurs, conformément au ch. 3, let. d, p. 2 de la directive 1/2020, les adaptations rétroactives d'un fichier de comptabilité analytique sont autorisées (sous réserve de l'approbation de l'autorité de céans ou du ST ElCom) pour les cinq derniers exercices comptables bouclés au maximum ; les adaptations portant sur des exercices antérieurs ne sont en aucun cas autorisées. Par conséquent, l'autorité de céans refuse de tenir compte des fichiers de comptabilité analytique avant le calcul des tarifs 2015 (différence de couverture 2013) et s'en tient à sa demande du 17 décembre 2018 (pièce 14), par laquelle elle exige la prise en compte dans la version du fichier de comptabilité analytique correspondant, de l'état du fonds de différences de couverture pour l'année 2013 de [...] francs, issue de la première version dudit fichier (cf. ch. marg. 6 et 142). 223 L'autorité de céans part du principe que les différences de couverture des années précédentes seront recalculées sur la base des corrections apportées dans le cadre de la présente procédure, à savoir la prise en compte du WACC de la production selon directives de l'ElCom, la prise en compte des contrats back-to-back (y c. hedges pour revendeurs) et la prise en compte des achats marché amont RESA forward et des achats marché court terme selon la méthode du prix moyen, de manière à ce que le fonds de différence de couverture reflète au mieux la situation à fin 2016. 15 Emoluments 224 Pour ses décisions dans les domaines de l'approvisionnement en électricité, l'ElCom prélève des émoluments (art. 21, al. 5, LApEl, art. 13a, de l'ordonnance du 22 novembre 2006 sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie [Oémol-En ; RS 730.05]). Ces émoluments sont calculés en fonction du temps consacré au dossier et varient suivant la classe de fonction du personnel exécutant de 75 francs à 250 francs l'heure (art. 3, Oémol-En). 225 Pour la présente décision, l'émolument perçu s'élève à [...] francs, représentant [...] heures de travail facturée au tarif de 250 francs / heure, [...] heures de travail facturées au tarif de 230 francs / heure et [...] heures au tarif de 200 francs / heure. 226 Celui qui provoque une décision est tenu de payer l'émolument (art. 1, al. 3, Oémol-En en lien avec l'art. 2, al. 1, de l'ordonnance générale sur les émoluments du 8 septembre 2004 [OGEmol ; RS 172.041.1]). En l'espèce, la destinataire de la décision a provoqué la présente décision en n'appliquant pas la méthode du prix moyen et en recourant à un WACC de la production non conforme à la directive correspondante de l'ElCom. Elle succombe par ailleurs en tous points dans la mesure où il n'est pas fait droit à ses conclusions. Les frais de procédure sont donc mis entièrement à la charge de la destinataire de la décision.

57/59

III Dispositif

Sur la base de ces considérants, l'ElCom prononce :

1. La compétence de l'ElCom pour vérifier des tarifs de l'énergie dans le cadre de la procédure est donnée.
2. La demande de classement sans suite de la procédure est rejetée.
3. Les coûts imputables de l'énergie pour l'approvisionnement de base de REC s'élèvent à [...] francs pour l'année tarifaire 2017.
4. L'excédent de couverture de l'énergie en approvisionnement de base de REC s'élève à [...] francs pour l'année tarifaire 2017. Ce montant devra être remboursé aux consommateurs finaux, dans un délai trois ans à compter de l'entrée en force de la présente décision, au moyen des futurs tarifs de l'énergie conformément à l'article 19, alinéa 2 OApEl ainsi qu'à la directive 2/2019 de l'ElCom du 5

mars 2019 relative aux différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes, annexes comprises. Les excédents de couverture doivent être rémunérés avec le WACC du réseau de l'année tarifaire suivante (t+2). 5. REC devra informer le Secrétariat technique de l'EiCom du développement des différences de couverture de l'énergie en approvisionnement de base jusqu'au moment où les excédents de couvertures déterminés seront totalement éliminés. 6. Les émoluments pour la présente décision partielle s'élèvent à [...] francs. Ils sont mis à la charge de REC. La facture sera envoyée après l'entrée en force de la présente décision. 7. La présente décision est notifiée à REC par lettre recommandée. Berne, le 7 décembre 2021 Commission fédérale de l'électricité EiCom Werner Luginbühl Président Urs Meister Directeur Envoi :

58/59

à notifier par lettre recommandée à : - Romande Energie Commerce SA (REC), Rue de Lausanne 53, 1110 Morges

pour information (en courrier A-Plus) : - Surveillance des prix (SPR), Einsteinstrasse 2, 3003 Berne

59/59

IV Indication des voies de recours Il peut être formé recours contre la présente décision dans les 30 jours dès la notification. Le recours doit être adressé au Tribunal administratif fédéral, case postale, 9023 St-Gall (art. 50, PA ; art. 23, LApEl). Le délai ne court pas : a) du 7e jour avant Pâques au 7e jour après Pâques inclusivement ; b) du 15 juillet au 15 août inclusivement ; c) du 18 décembre au 2 janvier inclusivement (art. 22a, PA). Le recours doit indiquer les conclusions, motifs et moyens de preuve et porter la signature du recourant ou de son mandataire. La décision attaquée et les pièces invoquées comme moyens de preuve, lorsqu'elles se trouvent en mains du recourant, sont à joindre au recours (art. 52, al. 1, PA).

Export aus OpenCaseLaw (CC0). Verbindlich ist allein der vom erlassenden Gericht veröffentlichte Originaltext. Quellen-URL siehe oben.