



Communication du 7 décembre 2021 / Mises à jour des 15 mars, 24 mai, 9 août, 20 septembre, 18 novembre 2022, 26 janvier 2023 et 14 novembre 2023 (*AMU non considéré*)

Hausse des prix de l'électricité : questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de base et l'approvisionnement de remplacement ainsi que sur la rétribution de reprise de l'électricité

A.	Contexte	1
B.	Adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année et autres mesures visant à garantir les liquidités des gestionnaires de réseau et à soutenir les consommateurs finaux en approvisionnement de base	2
C.	Approvisionnement de base et approvisionnement de remplacement	5
D.	Rétribution de reprise de l'électricité	11
E.	Annexe : tableau de concordance	15

A. Contexte

En raison de la hausse parfois importante des prix de l'énergie sur les marchés européens depuis la mi-2021, le Secrétariat technique de la Commission fédérale de l'électricité (ST ElCom) a reçu de nombreuses demandes concernant les conséquences possibles de cette évolution en matière de droit sur l'approvisionnement en électricité et de droit sur l'énergie.

Il s'agissait principalement de questions liées à l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, à l'approvisionnement de remplacement des gros consommateurs sur le marché libre qui ne disposent pas (ou plus) de fournisseur, au montant de la rétribution de reprise pour l'injection d'électricité selon l'article 15 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie ([LEne](#) ; RS 730.0), ainsi qu'à la possibilité de revenir dans l'approvisionnement de base.

Le ST ElCom rassemble régulièrement dans la présente communication les demandes qu'il a reçues sous forme de questions et de réponses. Ces explications n'engagent pas la Commission fédérale de l'électricité ElCom.

B. Adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année et autres mesures visant à garantir les liquidités des gestionnaires de réseau et à soutenir les consommateurs finaux en approvisionnement de base

1. Les tarifs de l'énergie électrique déjà publiés peuvent-ils être adaptés ultérieurement en raison de l'augmentation des coûts d'achat ?

Non. Conformément à l'article 6, alinéa 3, de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité ([LApEI](#) ; RS 734.7), les tarifs de l'électricité sont valables pour un an au moins et font l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques. L'article 10 de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité ([OApEI](#) ; RS 734.71) oblige les gestionnaires de réseau à publier les tarifs d'utilisation du réseau et ceux de l'électricité pour l'année tarifaire suivante au plus tard le 31 août.

Les consommateurs finaux qui ont une consommation annuelle d'au moins 100 MWh et qui ne soutirent pas d'électricité sur la base d'un contrat écrit de fourniture individuel peuvent indiquer jusqu'au 31 octobre au gestionnaire de réseau de distribution de leur zone de desserte qu'ils entendent faire usage de leur droit d'accès au réseau à partir du 1^{er} janvier de l'année suivante (art. 11, al. 2, OApEI).

C'est aussi en raison de ce processus de changement qu'il est important que les tarifs de l'énergie électrique ne soient plus modifiés après leur publication. Le gestionnaire de réseau de distribution local peut compenser les éventuels découverts de couverture par le biais du mécanisme des différences de couverture (cf. [directive 2/2019 de l'EICOM « Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes » du 5 mars 2019](#), y compris les annexes).

2. Le gestionnaire de réseau a-t-il le droit d'appliquer les tarifs en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2023 dès la date du dernier relevé de 2022 ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Non. Les tarifs ne sont valables que pour l'année tarifaire correspondante. Un tarif en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2023 ne peut donc être appliqué qu'à la consommation enregistrée à partir du 1^{er} janvier 2023. La date du relevé n'a aucune incidence sur le choix du tarif à appliquer.

3. Le gestionnaire de réseau a-t-il le droit d'estimer ou d'extrapoler une partie de la consommation annuelle ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Oui, à condition qu'aucun compteur intelligent ne soit installé. La date du relevé ne coïncide en principe pas avec la fin de l'année tarifaire. Le gestionnaire de réseau a donc le droit d'estimer ou d'extrapoler la consommation pour la période manquante.

4. Existe-t-il des dispositions sur la manière dont le gestionnaire de réseau doit estimer ou extrapoler la consommation annuelle ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Le gestionnaire de réseau doit procéder à l'estimation ou à l'extrapolation de manière compréhensible et en se basant sur des critères objectifs. Il doit être en mesure de détailler sa procédure sur demande de l'EICOM.

5. Le gestionnaire de réseau a-t-il le droit de calculer le décompte final de l'année 2022 en se basant, par exemple, sur la consommation annuelle relevée pour la période du 1^{er} novembre 2021 au 31 octobre 2022, et en appliquant le tarif de 2022 ?

Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Oui, à condition qu'aucun compteur intelligent ne soit installé. La date du relevé ne coïncide en principe pas avec la fin de l'année tarifaire. Le gestionnaire de réseau a donc le droit d'estimer ou d'extrapoler la consommation pour la période manquante (cf. question 3). En utilisant la consommation annuelle relevée pour la période du 1^{er} novembre 2021 au 31 octobre 2022, il procède à une estimation simplifiée de la consommation annuelle de 2022. Dans son estimation, il part du principe que la consommation annuelle du consommateur final reste plus ou moins la même en général.

Les tarifs de l'électricité sont valables pour un an au moins (art. 6, al. 3, LApEI). Il convient donc d'appliquer un seul tarif par consommation annuelle (c.-à-d. par période de 12 mois).

6. Ma consommation annuelle diffère beaucoup de celle de l'année dernière. Le gestionnaire de réseau a-t-il malgré tout le droit de baser son estimation sur ma consommation de l'année dernière ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Dans ce cas, prenez contact avec le gestionnaire de réseau. Le gestionnaire de réseau doit procéder à l'estimation ou à l'extrapolation en se basant sur des critères objectifs (cf. question 4). Si le gestionnaire de réseau a connaissance d'écarts significatifs, il doit en tenir compte dans son estimation de manière aussi objective que possible. Il est éventuellement aussi possible de convenir avec le gestionnaire de réseau d'un relevé intermédiaire (réalisé par le consommateur final ou par le gestionnaire de réseau).

7. Que peut faire un gestionnaire de réseau pour éviter d'éventuels problèmes de liquidités ? Introduit avec mise à jour du 15 mars 2022

En raison des prix actuels de l'énergie sur les marchés, il est possible que les tarifs 2022 de l'énergie électrique ne couvrent pas les coûts d'achat effectifs d'un gestionnaire de réseau. Le gestionnaire de réseau peut donc être amené à payer des montants considérables à l'avance. Dans l'éventualité où un gestionnaire de réseau ne dispose pas de liquidités suffisantes, il devrait entamer suffisamment tôt un dialogue avec ses organes de décision ou ses propriétaires, et/ou avec des bailleurs de fonds externes, dans le but d'obtenir un éventuel financement transitoire.

Conformément à la [directive 2/2019 de l'EiCom « Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes » du 5 mars 2019](#) (y compris les annexes), un gestionnaire de réseau peut répartir les coûts effectifs qui n'ont pas déjà été pris en compte dans les tarifs 2022 sur, en règle générale, trois périodes de calcul consécutives en utilisant le mécanisme des différences de couverture. Des intérêts peuvent être facturés sur ces découverts de couverture.

Dans le domaine régulé, l'EiCom estime que la solvabilité des gestionnaires de réseau est très bonne, même dans la situation actuelle du marché, de sorte qu'un financement transitoire à des conditions raisonnables devrait être possible.

8. Comment un gestionnaire de réseau ou une commune peuvent-ils soutenir les consommateurs finaux ? Introduit avec mise à jour du 18 novembre 2022

Deux possibilités existent pour soutenir les consommateurs finaux : une *adaptation du tarif d'utilisation du réseau jusqu'à la fin de l'année* ou une *prise en charge des coûts par la commune ou le gestionnaire de réseau*. Adapter les tarifs de l'énergie déjà publiés n'est pas autorisé. Il est important que tous les consommateurs finaux soient soutenus de la même manière.

De plus, il faut tenir compte de la [directive 1/2014 de l'EiCom « Facturation transparente et comparable » du 11 mars 2014](#). Les rabais doivent figurer de façon transparente sur la facture adressée aux consommateurs finaux. Les rabais ne peuvent être désignés comme tels et appliqués que s'ils permettent effectivement de soutenir les consommateurs finaux, par exemple par le biais d'une subvention de la commune ou d'un financement des rabais via les réserves du gestionnaire de réseau issues du bénéfice. En revanche, il n'y a pas de rabais lorsque les aides sont utilisées dans le but de simplement reporter les coûts sur la période tarifaire suivante.

Voici quelques possibilités que le ST EiCom estime réalisables :

- *Constitution de découverts de couverture du réseau* : il est en principe possible de baisser la rémunération pour l'utilisation du réseau 2023 en constituant des découverts de couverture à des fins de lissage des tarifs avec compensation dans les années suivantes, à condition que cela soit communiqué de la sorte. Dans l'optique d'une exploitation efficace du réseau, ces découverts de couverture ne devraient pas porter intérêt. Le tarif d'utilisation du réseau modifié doit être publié avant la fin de l'année.

- *Réduction d'excédents de couverture du réseau* : il est possible de baisser la rémunération pour l'utilisation du réseau 2023 en réduisant de manière anticipée les excédents de couverture du réseau. On ne doit pas parler de « crédit » ou de « rabais » lorsqu'il s'agit de la réduction d'excédents de couverture. Ceux-ci résultent de rémunérations trop élevées versées par le passé devant impérativement être remboursées aux consommateurs finaux. Il ne s'agit donc pas d'un cadeau. Le tarif d'utilisation du réseau modifié doit être publié avant la fin de l'année.
- *Financement par le bénéfice du gestionnaire de réseau* : une aide peut également être apportée par le biais d'un financement de rabais via les réserves du gestionnaire de réseau provenant des bénéfices passés. Ainsi, le tarif d'utilisation du réseau peut être adapté à la baisse puis publié avant la fin de l'année ; ou alors, le gestionnaire de réseau indique le rabais séparément et de manière transparente sur la facture d'électricité (par ex. « Contribution du gestionnaire de réseau »).
- *Prise en charge des coûts par la commune* : la commune peut apporter un soutien en prenant en charge un certain montant des coûts de réseau. Ce montant en ct./kWh peut ainsi être déduit du tarif d'utilisation du réseau. Le tarif d'utilisation du réseau modifié doit être publié avant la fin de l'année.
- *Renonciation aux redevances perçues par la commune* : la commune peut également apporter un soutien en renonçant à percevoir des redevances. Il faut pour cela qu'il existe une base légale (communale) suffisante. L'EiCom n'est pas compétente pour évaluer s'il existe une base légale suffisante.
- *Versement d'une contribution par la commune* : la commune peut également apporter un soutien en fournissant une aide financière séparée. Une base légale (communale) correspondante doit alors aussi exister. L'EiCom n'est pas compétente pour évaluer s'il existe une base légale suffisante. L'aide financière doit être indiquée séparément et de manière transparente sur la facture d'électricité (par ex. « Contribution de la commune »).
- Si certains consommateurs finaux rencontrent des difficultés de paiement, il est possible de prolonger les délais de paiement ou de convenir d'un moratoire.

9. Les coûts pour la rémunération des « négawatts » prévue comme mesure pour réduire la consommation électrique sont-ils imputables ? Introduit avec mise à jour du 18 novembre 2022

Non, faute de base légale et pour les autres motifs présentés ci-dessous, les coûts occasionnés par la rétribution des négawatts ne sont pas imputables.

Premièrement, les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus d'approvisionner les consommateurs finaux en approvisionnement de base à des tarifs équitables. 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 de réseau de distribution (art. 6, al. 1, LApEI en lien avec l'art. 4, al. 1, OApEI ; [directive 2/2018 de l'EiCom « Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'article 4, alinéa 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité » des 10 avril 2018 et 14 mai 2019](#)).

Deuxièmement, s'il est vrai que la législation fédérale sur l'approvisionnement en électricité prévoit une rétribution versée par le gestionnaire de réseau de distribution pour l'utilisation par celui-ci d'un système de commande et de réglage intelligent (art. 17b et 17c LApEI en lien avec les art. 8c et 8d OApEI), ce régime est **limité à l'exploitation du réseau**. L'article 17b, alinéa 1, LApEI prévoit en effet que les systèmes de commande et de réglage intelligents sont des installations permettant d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité, notamment **afin d'optimiser la consommation propre ou de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau**. Par ailleurs, l'article 8c OApEI, à son alinéa 1 intitulé « systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau », précise qu'il s'agit d'« un système de commande et de réglage **visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau** ». L'on déduit de ces dispositions légales qu'un tel dispositif ne peut être utilisé que dans le cadre de la gestion du réseau, et non pour le commerce de l'énergie.

Troisièmement, dans le cadre de l'acte modificateur unique actuellement en discussion aux Chambres fédérales, le Conseil des États a adopté un nouvel alinéa 4^{bis} à l'article 6 LApEI (pour les débats, suivre ce [lien](#) ; cf. aussi ce [dépliant](#)). Celui-ci dispose en l'état actuel des choses que : « *Pour soutenir les modèles d'économie d'énergie, les gestionnaires d'un réseau de distribution peuvent proposer aux consommateurs finaux un élément tarifaire pour la fourniture d'énergie qui inclut 5 % en plus des coûts de revient. En contrepartie, le consommateur final doit réaliser une économie d'électricité d'au moins 5 %.* » Toutefois, cette disposition légale n'est pas définitive et est encore susceptible d'être modifiée par le Conseil national. Par ailleurs, sous sa teneur telle que prévue actuellement, l'article 6, alinéa 4^{bis}, LApEI, n'apporte aucune solution à la question soulevée. Peut-être qu'une modification de ce texte légal dans le sens de la demande d'imputabilité des coûts occasionnés par la rétribution des négawatts est toutefois envisageable dans le cadre de la procédure législative en cours.

Quatrièmement, il y a lieu de souligner que l'article 23a LApEI, communément appelé « Regulatory Sandbox », est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Selon son alinéa 1, cette disposition légale prévoit que « *le DETEC peut autoriser des projets pilotes visant le développement de technologies, de modèles d'affaires ou de produits innovants dans le secteur de l'énergie dans la mesure où ils permettent de recueillir des expériences en vue d'une modification de la loi* ». Nous nous demandons si, à ce titre, il est possible de s'écarter du principe selon lequel les tarifs sont calculés en fonction des coûts. En outre, sa portée est toutefois limitée et implique l'autorisation du DETEC.

Cinquièmement et enfin, les négawatts pourraient être rémunérés au moyen de redevances et de prestations fournies aux collectivités publiques (RPCP) et fondées sur une base légale cantonale ou communale. Des rabais pour les économies d'énergie ont parfois été accordés sous cette forme. Conformément à l'article 22, alinéa 2, lettres a et b, LApEI, l'EiCom n'est pas compétente pour vérifier le montant des RPCP. Elle vérifie toutefois s'il existe une base légale, prévoyant que des redevances ou des prestations sont dues et si les redevances ou les prestations ont été fixées conformément à la base légale. L'EiCom ne vérifie cependant pas si la base légale est suffisante (cf. [communication de l'EiCom concernant les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques du 17 février 2011](#), ch. 3, p. 3). Ces coûts font alors partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau conformément à l'article 14, alinéa 1, LApEI.

C. Approvisionnement de base et approvisionnement de remplacement

10. Quelles sont les conséquences pour les consommateurs finaux en approvisionnement de base si le gestionnaire de réseau de distribution local n'a pas encore pu couvrir entièrement les besoins en électricité dans sa zone de desserte pour l'année tarifaire suivante, notamment parce qu'aucun contrat de fourniture d'électricité ne peut être conclu en raison de la situation actuelle du marché ? Introduit avec mise à jour du 20 septembre 2022

Partant du principe que l'électricité est physiquement disponible, le gestionnaire de réseau de distribution local a non seulement la possibilité de conclure des contrats à long terme jusqu'à la fin de l'année tarifaire en cours, mais aussi de s'approvisionner à court terme sur le marché spot. Si le marché spot ne devait plus fonctionner, les réserves de gaz ou la réserve hydroélectrique prévues par le Conseil fédéral seraient alors utilisées dans un premier temps pour compenser les éventuels manques. Les valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique ont été publiées par l'EiCom dans une directive ([directive 4/2022 de l'EiCom « Valeurs-clés pour l'instauration d'une réserve hydroélectrique pour l'année hydrologique 2022/2023 » du 23 août 2022](#)). En revanche, s'il s'avère que le marché est durablement déséquilibré, le Conseil fédéral devra décider, en fonction de la situation, s'il s'agit d'une situation de pénurie grave et s'il convient dès lors de prendre des mesures d'intervention en vertu de la loi fédérale du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays ([LAP](#) ; RS 531).

11. L'année 2022 a été exceptionnellement pauvre en précipitations, ce qui a entraîné une production hydraulique moindre ainsi qu'un déficit inattendu de garanties d'origine (GO) pour la production hydraulique suisse en 2022. Le gestionnaire de réseau de distribution a-t-il le droit de combler ce déficit avec des GO d'origine suisse ou étrangère ou avec des garanties de remplacement ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

S'il n'y a plus de garanties d'origine suisses pour l'énergie hydraulique en 2022, il est impossible d'effectuer la livraison. Les consommateurs finaux en approvisionnement de base ont le droit d'être fournis en électricité au niveau de qualité souhaité. Le gestionnaire de réseau de distribution est donc tenu de fournir un produit de remplacement à titre exceptionnel. Le prix du produit de remplacement ne doit pas dépasser les limites du tarif publié ni entraîner une hausse du tarif pour ce produit, d'autant plus qu'au moment de choisir un éventuel produit, les consommateurs finaux ont entre autres pris en compte le prix maximal qu'ils sont prêts à payer pour un certain niveau de qualité de l'électricité. Si les produits de remplacement sont meilleur marché, la différence doit être compensée par le mécanisme des différences de couverture. Les consommateurs finaux doivent être informés si, exceptionnellement, la qualité du produit varie ultérieurement.

12. Le gestionnaire de réseau de distribution est-il tenu d'acheter des garanties d'origine issues de la production hydraulique suisse au prix fort afin de remplir ses engagements envers les consommateurs finaux ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Non. Les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus d'approvisionner leurs consommateurs finaux à des tarifs équitables. Il est donc possible de considérer qu'au moment de choisir un éventuel produit, le consommateur final a, par la même occasion, exprimé le prix maximal qu'il est prêt à payer pour un certain niveau de qualité de l'électricité. Le consommateur final ne serait donc pas systématiquement prêt à payer un prix nettement plus élevé pour obtenir la même qualité. De prime abord, le ST EICOM part donc du principe que les prix des GO qui sont beaucoup plus élevés que le tarif publié pour le produit en question ne doivent pas être imputables dans l'approvisionnement de base à hauteur des frais supplémentaires, à condition que le gestionnaire de réseau de distribution n'ait pas indiqué de possibles frais supplémentaires lors de la publication du tarif. Une autre solution consiste à utiliser des garanties d'origines alternatives d'origine suisse ou étrangère ou encore des garanties de remplacement, auquel cas les consommateurs finaux devraient être informés du changement exceptionnel de la qualité du produit.

L'approvisionnement des clients du marché est régi par le droit des contrats. L'EICOM n'est pas compétente en la matière. Toute question sur le marquage de l'électricité relève de l'Office fédéral de l'énergie OFEN.

13. Un consommateur final libre qui ne choisit pas en temps utile un nouveau fournisseur à l'expiration de l'accord de fourniture d'électricité ou dont le fournisseur cesse de l'approvisionner retourne-t-il à l'approvisionnement de base ?

Non. Le principe « libre un jour, libre toujours » s'applique. Ce principe s'appuie sur l'article 11, alinéa 2, dernière phrase, OApEI, qui précise que l'obligation de fourniture au sens de l'article 6 LApEI du gestionnaire de réseau de distribution local devient définitivement caduque dès qu'il a été fait usage du droit d'accès au réseau. Un retour à l'approvisionnement de base n'est dès lors plus possible.

14. Un consommateur final a-t-il à nouveau droit à l'approvisionnement de base après un changement de forme ou une restructuration de son entreprise ?

Le principe « libre un jour, libre toujours » s'applique en principe aussi lorsqu'un gros consommateur libre change uniquement la forme de sa société et/ou le nom de son entreprise. Les autres situations, par exemple les fusions ou acquisitions d'entreprises, doivent être évaluées au cas par cas.¹

Dans sa [décision 233-00095 du 18 octobre 2022](#) (disponible uniquement en allemand), l'EiCom s'est exprimée pour la première fois sur la possibilité d'un retour à l'approvisionnement de base. Pour l'essentiel,

l'EiCom a estimé que le principe « libre un jour, libre toujours » codifié à l'article 11, alinéa 2, dernière phrase, OApEI est toujours applicable lorsqu'un site de consommation a déjà fait usage de son droit d'accès au réseau et reste inchangé après le rachat d'une entreprise. Un tel site n'a donc plus droit à l'approvisionnement de base. Dans le cas concret, il était question d'une fusion par absorption avec reprise de tous les droits et obligations. L'EiCom est donc parvenue à la conclusion que l'accès au réseau pour les sites de consommation concernés a été transmis à l'entreprise reprenante.

15. Un consommateur final sur le marché libre retourne-t-il à l'approvisionnement de base lorsqu'il participe à un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) selon l'article 18, alinéa 1, LEne ? Introduit avec mise à jour du 24 mai 2022

Le retour d'un consommateur final à l'approvisionnement de base est impossible (cf. question 13).

Conformément à l'article 18, alinéa 1, LEne, un RC) doit être traité comme un consommateur final unique. Du point de vue des législations sur l'approvisionnement en électricité et sur l'énergie, le RCP est considéré comme une entité autonome en lieu et place des consommateurs finaux qui y participent. En principe, un RCP (avec ou sans personnalité juridique propre) constitue donc un nouveau site de consommation au sens de l'article 11, alinéa 2, OApEI et a droit à l'approvisionnement de base. Selon l'article 11, alinéa 2^{bis}, OApEI, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2023, la participation à un RCP d'un site de consommation pour lequel il a déjà été fait usage du droit d'accès au réseau ne délie pas le gestionnaire de réseau de distribution de son obligation de fourniture. Si le RCP requiert une fourniture d'électricité dans l'approvisionnement de base, le droit d'accès au réseau peut à nouveau être exercé pour le site de consommation concerné au plus tôt sept ans après son entrée dans le RCP. La période de carence de 7 ans ne concerne toutefois pas les sites de consommation qui bénéficiaient de l'approvisionnement de base avant leur participation au RCP.

Si la participation à un RCP a pour seul but de « retourner » à l'approvisionnement de base, il convient d'évaluer au cas par cas si la démarche est constitutive d'un abus de droit. Si la création du RCP doit être considérée comme un abus de droit, le RCP n'est pas réalisé sous la forme prévue et, en particulier, les conséquences juridiques prévues à l'article 18, alinéa 1, LEne, ne se déploient pas. Il n'y a donc aucun changement affectant les consommateurs finaux individuels, de même que l'éventuel accès au réseau pour les sites de consommation concernés.

¹ Cf. [présentation de la séance d'information pour gestionnaires de réseau 2022](#), diapositives 49 – 58. Voir également le chiffre 11 de la [communication du 5 septembre 2013 « Questions et réponses : accès au réseau et changement de fournisseur \(entrée au marché\) »](#) : l'accès au réseau est demandé pour un site de consommation précis. Si une exploitation est vendue et qu'il s'agit d'un nouveau site de consommation (unité économique et géographique), le choix entre l'approvisionnement de base et le marché peut à nouveau être exercé.

16. Les locataires/fermiers ont-ils le droit de mettre fin à leur participation à un RCP de manière unilatérale si le propriétaire foncier responsable de l’approvisionnement a conclu, sur le marché libre, un contrat de fourniture d’électricité que les locataires/fermiers jugent déraisonnable ? Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023

Selon l’article 16, alinéa 5, OEne, les locataires/fermiers peuvent seulement mettre fin à la participation au RCP à partir du moment où ils disposent du droit d’accès au réseau (art. 17. al. 3, LEne) et veulent le faire valoir (art. 16, al. 5, let. a, OEne), ou si le propriétaire foncier ne peut assurer *l’approvisionnement approprié en électricité* ou ne respecte pas les dispositions visées aux alinéas 1 à 3 (art. 16, al. 5, let. b, OEne).

Si, en raison de l’augmentation des prix du marché, les coûts pour un achat sur le marché externe grimpent considérablement, on ne peut pas en déduire pour autant que l’approvisionnement n’est plus approprié. De même, le simple fait que le prix de l’électricité au sein du RCP soit supérieur à un éventuel prélèvement auprès du gestionnaire de réseau ne constitue pas non plus un cas d’approvisionnement inapproprié (cf. [Premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, Révision totale de l’ordonnance sur l’énergie, Rapport explicatif, février 2017](#), p. 16).

Dans la mesure où le propriétaire foncier ne fournit pas le produit électrique externe convenu (art. 16, al. 4, let. c, OEne), et donc qu’il y a un risque de violation du contrat, le cas relève du droit des contrats.

17. Où un consommateur final au marché libre et sans fournisseur peut-il se procurer l’électricité ?

En l’absence de fournisseur, le consommateur final continue de soutirer physiquement l’électricité du réseau de distribution local. Dans ce cas, on parle souvent d’approvisionnement de remplacement.

Dans son manuel « Approvisionnement de remplacement (AR – CH 2022) », publié le 3 octobre 2022, l’Association des entreprises électriques suisses (AES) part du principe que le gestionnaire de réseau de distribution est tenu d’assurer un approvisionnement de remplacement ou d’urgence. Comme précisé au point 1.3 de ce manuel, le Modèle de marché pour l’énergie électrique – Suisse (MMEE – CH 2018, point 1.1) considère que, même sans base légale en vigueur, les consommateurs finaux sur le marché libre sans fournisseur ont d’ores et déjà droit à un approvisionnement de remplacement de la part du gestionnaire de réseau de distribution compétent. Selon le Modèle d’utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD – CH 2021, point 6.7), le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de garantir un approvisionnement de remplacement. Cette tâche incombe au gestionnaire de réseau de distribution dans son rôle de fournisseur de remplacement (cf. fournisseur selon la recommandation de la branche concernant l’échange de données standardisé pour le marché du courant électrique « [SDAT – CH 2022, partie SDAT – CH – Processus de changement](#) »). Le point 1.2.4 de ce document décrit le processus qui s’applique lorsqu’un consommateur final passe à l’approvisionnement de remplacement.

L’ElCom est compétente pour évaluer s’il y a effectivement une obligation de fournir un approvisionnement de remplacement ou d’urgence et définir les conditions-cadres (cf. questions 18 et 23).

18. Où l'approvisionnement de remplacement est-il réglementé ?

En Suisse, l'approvisionnement de remplacement n'est actuellement pas explicitement réglementé. L'article 7 du [projet initial de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables \(Modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, projet LApEI\)](#)² prévoyait la disposition suivante :

« Si le consommateur final ne choisit pas un nouveau fournisseur en temps utile à l'expiration de l'accord de fourniture d'électricité ou si son fournisseur cesse de l'approvisionner, il sera approvisionné par le gestionnaire de réseau de sa zone de desserte, même si sa consommation annuelle dépasse 100 MWh par site de consommation. Le gestionnaire de réseau n'est cependant pas tenu de se conformer aux tarifs de l'approvisionnement de base. »

Selon le projet de loi, l'EiCom aurait statué sur la modification de conditions abusives dans l'approvisionnement de remplacement (art. 22, al. 2, let. c, projet LApEI).

Lors de la session d'automne 2022, le Conseil des États a purement et simplement supprimé ces dispositions (cf. [objet 21.047, dépliant S1](#)). Le projet est toujours en cours de délibérations au Parlement.

Le ST EiCom recommande aux consommateurs finaux qui sont entrés sur le marché, et qui ne bénéficient donc plus de l'approvisionnement de base, de régler par contrat avec leur gestionnaire de réseau de distribution local l'approvisionnement de remplacement (notamment le début, le prix et la fin), dans le cas où ils n'ont pas (ou plus) de fournisseur d'énergie électrique.

L'AES a repris cette recommandation au point 3(1) de son manuel « Approvisionnement de remplacement (AR – CH 2022) » (cf. question 17).

19. Quel est le prix de l'énergie électrique dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement ?

Conformément à l'article 6 LApEI, les prescriptions relatives à l'obligation de fourniture et à la tarification ainsi que le critère selon lequel les tarifs de l'électricité sont valables pour une année ne s'appliquent qu'aux consommateurs finaux au bénéfice de l'approvisionnement de base (cf. à ce sujet la question 23). Le gestionnaire de réseau de distribution local doit en conséquence régler par contrat l'approvisionnement de remplacement avec le consommateur final libre.

Le manuel « Approvisionnement de remplacement (AR – CH 2022) » propose, au point 2.5, des possibilités concernant la formation des prix et, au point 2.5(2), il renvoie à la méthode du prix moyen de l'EiCom en ce qui concerne le traitement des coûts d'acquisition (cf. question 20 à ce sujet).

L'entreprise d'approvisionnement en électricité locale est libre de soumettre une offre de marché au consommateur final. Toutefois, cela ne doit pas se faire au détriment des consommateurs en approvisionnement de base (au-delà de la méthode du prix moyen). En outre, les règles sur la séparation des activités selon l'article 10 LApEI doivent être respectées.

20. Les coûts d'acquisition pour l'approvisionnement de remplacement sont-ils inclus dans la méthode du prix moyen ?

Sous réserve de l'article 6, alinéa 5^{bis}, LApEI (cf. [communication de l'EiCom « Tarification pour consommateurs captifs, Stratégie Réseaux électriques : coûts de l'énergie imputables selon l'art. 6, al. 5^{bis}, LApEI » du 9 avril 2019](#), ainsi que l'article 31k OApEI, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2023), le gestionnaire de réseau de distribution local doit répartir les coûts de l'ensemble du portefeuille énergétique (production propre et achats) entre les consommateurs finaux de l'approvisionnement de base et ceux du marché libre selon les quantités d'énergie fournies (cf. art. 6, al. 5, LApEI ; méthode dite du prix

² Projet du message disponible à l'adresse suivante : <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/67176.pdf> (consulté le 01.11.2021 ; ci-après : message sur l'acte modificateur unique).

moyen ; cf. [communication de l'EICom « Attribution des coûts du portefeuille énergétique d'un gestionnaire de réseau de distribution aux consommateurs finaux de l'approvisionnement de base » du 22 décembre 2016](#)).

Cela signifie que les coûts d'acquisition pour l'approvisionnement de remplacement doivent également être intégrés dans la méthode du prix moyen.

21. Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent-ils adapter en cours d'année les prix publiés pour l'approvisionnement de remplacement en raison de l'augmentation imprévue des prix de l'électricité ?

Comme mentionné, la LApEI ne réglemente pas l'approvisionnement de remplacement (cf. question 0). Elle ne prévoit donc pas d'obligation de publier les prix de l'approvisionnement de remplacement, ni de prescriptions sur l'adaptation en cours d'année des prix de l'approvisionnement de remplacement. Si le gestionnaire de réseau de distribution local a publié des prix pour l'approvisionnement de remplacement, leur adaptation est en principe régie par contrat ou selon un règlement.

22. Si un consommateur final alimenté par l'approvisionnement de remplacement a entre-temps pu conclure un contrat de fourniture, quand le gestionnaire de réseau de distribution local doit-il le libérer de l'approvisionnement de remplacement ?

La LApEI ne contient pas de disposition sur l'approvisionnement de remplacement. Dans le document de la branche « [SDAT – CH 2022, partie SDAT – CH – Processus de changement](#) », il est précisé qu'un préavis de 10 jours ouvrables est suffisant pour changer l'attribution d'un rôle à un point de mesure qui résulte d'un échange de données (cf. point 1.1.5 du document de la branche).

Rien n'indique que ce délai est contraire à la législation sur l'approvisionnement en électricité. L'approvisionnement de remplacement est une situation exceptionnelle qui doit être ajustée le plus rapidement possible. Il convient également de saluer un « délai de résiliation » court pour l'approvisionnement de remplacement, au vu de l'article 1, alinéa 1, LApEI, selon lequel la LApEI a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un marché de l'électricité axé sur la concurrence, ainsi qu'au vu de l'article 13, alinéa 1, LApEI, selon lequel les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de garantir pour les tiers l'accès au réseau de manière non discriminatoire. Les éventuels délais plus longs doivent être évalués au cas par cas.

23. Qui est responsable de l'évaluation des prix de l'électricité de l'approvisionnement de remplacement ?

L'EICom n'est pas compétente pour vérifier le niveau des prix de l'électricité de l'approvisionnement de remplacement. Seuls la vérification de l'application correcte de la méthode du prix moyen ainsi que le calcul correct des différences de couverture en approvisionnement de base relèvent de la compétence de l'EICom (cf. questions 19 et 20 ci-dessus).

24. Les consommateurs finaux en approvisionnement de base participent-ils au bénéfice et à la perte de l'approvisionnement de remplacement ? Introduit avec mise à jour du 20 septembre 2022

Tout comme celles provenant de l'approvisionnement du marché, les recettes du gestionnaire de réseau de distribution provenant de l'approvisionnement de remplacement échappent au contrôle de l'EICom (cf. question 23 ci-dessus). Les consommateurs finaux en approvisionnement de base ne doivent donc pas participer aux recettes de l'approvisionnement de remplacement. De la même manière, ils ne doivent pas non plus participer aux pertes qui pourraient survenir dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement.

D. Rétribution de reprise de l'électricité

25. Est-ce que les rétributions de reprise de l'électricité pour les producteurs augmenteront également en raison de la hausse des prix de gros ?

La rétribution de reprise de l'électricité est basée sur les coûts du gestionnaire de réseau de distribution pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production (art. 12, al. 1, de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie [[OEne](#) ; RS 730.01])³. Si l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers devient plus cher, la rétribution de reprise de l'électricité devrait augmenter.

Conformément à l'article 62, alinéa 3, LEne, l'ECom tranche en cas de litige concernant la fixation initiale de la rétribution de reprise de l'électricité. Pour les rétributions de reprise de l'électricité déjà convenues, voir la question 26 ci-après.

26. Un producteur dans le système de l'obligation de reprise et de rémunération selon l'article 15 LEne peut-il vendre son électricité à un tiers ? La puissance de l'installation est-elle prise en compte à cet égard ? [Introduit avec mise à jour du 18 novembre 2022]

Dans sa zone de desserte, le gestionnaire de réseau est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée l'électricité provenant d'énergies renouvelables qui lui est offerte (art. 15, al. 1, let. a, LEne). Il s'agit toutefois uniquement d'une obligation de reprise du gestionnaire de réseau et non d'un droit de reprise. L'énergie injectée peut en principe aussi être partiellement ou entièrement vendue à un tiers (cf. [rapport de l'Office fédéral de l'énergie OFEN du 22 décembre 2021 concernant le modèle de commercialisation pour l'électricité solaire](#) – disponible uniquement en allemand). La législation sur l'énergie ne permet pas de conclure qu'un prosommateur ne peut pas vendre l'énergie injectée à un tiers. Le droit de fournir de l'électricité à des tiers ne dépend pas de la taille de l'installation.

27. Un gestionnaire de réseau a-t-il le droit de facturer aux producteurs qui vendent leur électricité au gestionnaire de réseau local les coûts d'un changement vers un acheteur tiers puis d'un retour au gestionnaire de réseau local ? [Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023]

Non. Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau pour permettre aux producteurs (envers lesquels il est tenu de reprendre de l'électricité conformément à l'art. 15, al. 2, LEne) de vendre l'électricité injectée à des tiers doivent être imputés aux coûts du réseau. Ils peuvent ainsi être intégrés dans les tarifs d'utilisation du réseau (dans la mesure où cela est nécessaire pour garantir une exploitation sûre, performante et efficace du réseau conformément à l'art. 15, al. 1, LApEI). Ces coûts ne peuvent pas être facturés individuellement aux producteurs. Il en va de même pour les coûts occasionnés par le retour au gestionnaire de réseau local.

Il existe une exception dans le cas où, en vue d'un changement d'acheteur, les installations de production raccordées au réseau électrique avant le 1^{er} janvier 2018 doivent être équipées d'un système de mesure intelligent. En effet, pour les installations en question, les gestionnaires de réseau ont simplement le droit, mais ne sont pas tenu d'imputer les frais d'installation des systèmes de mesure intelligents aux coûts du réseau. Si les gestionnaires de réseau équipent ces installations avec des systèmes de mesure intelligents sur demande des producteurs afin que ces derniers puissent vendre l'énergie injectée à des tiers, ils peuvent alors leur facturer l'achat et l'installation du système de mesure intelligent (cf. également question 30 pour ce cas particulier).

³ Selon la [décision de l'ECom 222-00001](#) (disponible uniquement en allemand) du 11 mai 2021, l'article 12, alinéa 1, OEne est conforme à la loi.

28. Dans quel délai le gestionnaire de réseau de distribution doit-il éventuellement adapter la rétribution de reprise de l'électricité ?

L'adaptation des rétributions de reprise de l'électricité est en principe régie par contrat entre le gestionnaire de réseau et le producteur. En cas de communication annuelle unilatérale (usuelle) concernant la rétribution par le gestionnaire de réseau de distribution et jusqu'à ce qu'il soit prouvé qu'un producteur a fait savoir pour la première fois au gestionnaire de réseau qu'il n'acceptait pas la rétribution, il faut au moins partir du principe qu'il existe un contrat tacite (art. 6 CO).

Si les parties contractantes ne parviennent pas à s'entendre sur une éventuelle adaptation, il convient de déterminer au cas par cas si ce litige relève de la compétence de l'EiCom ou des tribunaux civils (cf. art. 62, al. 3 et 4, LEné).

Dans la pratique, la rétribution de reprise de l'électricité est habituellement publiée dans les fiches tarifaires et communiquée à l'EiCom avec les tarifs de l'électricité que les gestionnaires de réseau doivent fixer pour un an au moins et qu'ils doivent publier (art. 6, al. 3, et art. 12, al. 1, LApEI ainsi qu'art. 4b et art. 10 OApEI). Il n'existe toutefois pas d'obligation correspondante pour la rétribution de reprise dont il faut convenir par contrat. Si le gestionnaire de réseau a déjà publié et/ou transmis à l'EiCom la rétribution de reprise de l'électricité, cela n'empêche donc pas une modification ultérieure du taux de rétribution.

29. Lorsque l'électricité produite est cédée à un acheteur tiers, comment se fait l'attribution du point de mesure aux groupes-bilan ? [Introduit avec mise à jour du 26 janvier 2023]

Si l'injection et le soutirage ne sont pas gérés par le même fournisseur/producteur ou par le même groupe-bilan, le gestionnaire de réseau de distribution doit définir un point de mesure pour chaque sens de flux d'énergie. Dans un tel cas, deux points de mesure sont donc attribués à un compteur bidirectionnel, c'est-à-dire mesurant les deux sens de flux d'énergie (cf. recommandation de la branche « Metering Code Suisse » [MC – CH 2022], point 3.2.6).

30. Les coûts supplémentaires liés à l'installation d'un compteur intelligent avec port de communication afin de procéder à un relevé quotidien et d'établir un bilan pour l'acheteur tiers peuvent-ils être facturés au producteur d'électricité ? Y a-t-il des différences entre les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30 kVA et celles d'une puissance supérieure à 30 kVA ? [Introduit avec mise à jour du 18 novembre 2022]

Les producteurs qui ont raccordé une installation de production au réseau électrique après le 1^{er} janvier 2018 doivent être équipés d'un système de mesure intelligent (art. 31e, al. 2, let. b, OApEI, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018). Les exploitants des installations de production concernées peuvent donc exiger que leurs gestionnaires de réseau effectuent une mesure – c'est-à-dire qu'ils utilisent un ou éventuellement plusieurs compteurs intelligents – qui leur permette de fournir aux acheteurs tiers d'électricité les données nécessaires basées sur des valeurs 15-minutes. Les coûts correspondants ne peuvent pas être facturés individuellement aux producteurs.

L'obligation susmentionnée s'applique indépendamment de la puissance de l'installation. Cependant, dans les cas concrets, la taille de l'installation peut jouer un rôle dans la structure de la mesure. Ainsi, pour les installations de production d'une puissance supérieure à 30 kVA (indépendamment de la question de la livraison des données aux acheteurs), il faut prévoir une mesure de la production (production nette) au niveau de l'installation elle-même, ce qui, pour les installations d'une puissance inférieure à 30 kVA, est en principe uniquement le cas si la production nette est injectée dans le réseau (cf. à ce sujet la [communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 » des 3 avril 2018 et 24 mars 2022](#), question 32). Dans la mesure où il existe une obligation de mesurer la production et où il n'y a pas de consommation propre au sens de l'article 16 LEné sur le lieu de production, la mesure de la production peut servir directement de base de données pour les acheteurs. En revanche, s'il y a une consommation propre ou éventuellement si une autre configuration spécifique est en place, il faut le cas échéant (voire en plus) mesurer l'injection effective dans le réseau (mesure du surplus) au moyen des

données du compteur intelligent. Dans de tels cas, le gestionnaire de réseau doit déterminer la mise en œuvre la plus efficace en tenant compte de toutes les autres données de mesure nécessaires pour effectuer les opérations de mesure et de facturation légalement prescrites.

L'obligation pour le gestionnaire de réseau d'utiliser un compteur intelligent comme instrument de mesure ne s'applique pas aux producteurs d'installations de production qui ont été raccordées au réseau électrique avant le 1^{er} janvier 2018. Les exploitants de ces installations doivent attendre que le gestionnaire de réseau les équipe d'un système de mesure intelligent ou en faire installer un à leurs frais par le gestionnaire de réseau (cf. [communication « Modifications du régime applicable au système de mesure valables dès le 1^{er} juin 2019 » du 29 mai 2019](#)).

Les producteurs concernés ont cependant le droit d'exiger la pose d'un tel système par le gestionnaire de réseau, à condition qu'ils soient prêts à en prendre en charge les coûts d'achat et d'installation. Le droit suisse de l'approvisionnement en électricité ne prévoit aucun délai particulier pour l'installation. Les gestionnaires de réseau étant tenus, depuis le 1^{er} janvier 2018, d'équiper les installations raccordées d'un système de mesure intelligent (cf. art. 31e, al. 2, OApEI), ils doivent toutefois déjà disposer d'un dispositif de mesure de la courbe de charge. Il faut donc au moins exiger que l'installation se fasse dans les meilleurs délais. Étant donné qu'un tel système doit déjà être en place, des coûts supplémentaires à charge des gestionnaires de réseau ne devraient pas résulter des mesures effectuées grâce aux systèmes intelligents installés aux frais des producteurs. C'est pourquoi les coûts d'exploitation pour les mesures réalisées avec ces systèmes intelligents doivent également être intégrés à la rémunération pour l'utilisation du réseau et ne peuvent pas être facturés individuellement aux producteurs. Le gestionnaire de réseau doit continuer à supporter les coûts de mesure des installations de production qui ont été raccordées au réseau électrique avant le 1^{er} janvier 2018, mais qui disposent déjà d'un dispositif de mesure de la courbe de charge. En outre, le gestionnaire de réseau est libre, en vertu du principe d'égalité de traitement, d'équiper en priorité de telles installations de production avec des systèmes de mesure intelligents dans le cadre du déploiement des systèmes de mesure intelligents, conformément à l'article 31e, alinéa 1, OApEI. Dans ce cas, il s'agit de coûts de réseau imputables.

31. Dans quelle mesure les rétributions de reprise payées par le gestionnaire de réseau de distribution sont-elles imputables dans le cadre de l'article 6, alinéa 5^{bis}, LApEI ?

Introduit avec mise à jour du 9 août 2022

Le gestionnaire de réseau de distribution a le choix entre intégrer proportionnellement les rétributions de reprise imputables à l'approvisionnement de base sur la base de l'article 6, alinéa 5, LApEI en appliquant la méthode du prix moyen⁴, d'une part, ou les imputer pour une durée limitée (la dernière fois pour l'année tarifaire 2030, cf. art. 31k, OApEI) à l'approvisionnement de base sur la base de l'article 6, alinéa 5^{bis}, LApEI, d'autre part⁵.

La mise en œuvre de l'article 6, alinéa 5^{bis}, LApEI se fait individuellement pour chaque installation de production (cf. art. 6, al. 5^{bis}, LApEI en lien avec l'art. 4, al. 2, et l'art. 4c, al. 1, OApEI ainsi que le rapport explicatif de juin 2018 relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques [stratégie Réseaux électriques], révision partielle de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, pp. 7 et 10). Conformément à l'article 4, alinéa 3, OApEI, pour les installations d'une puissance maximale de 3 MW ou dont la production annuelle n'excède pas 5000 MWh, le gestionnaire de réseau de distribution prend en compte, en dérogation à la méthode reposant sur les coûts de revient, les frais d'acquisition, y compris les coûts destinés aux garanties d'origine, et ce jusqu'à concurrence du taux de rétribution déterminant fixé aux annexes 1.1 à 1.5 de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables ([OEneR](#) ; RS 730.03)⁶. En cas

⁴ Cf. question 20.

⁵ Cf. [présentation de la séance d'information pour gestionnaires de réseau 2022](#), diapositive 6.

⁶ Pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW, cf. article 4, alinéa 3, lettre b, OApEI.

de hausse des prix du marché, il peut arriver que les rétributions de reprise effectivement payées dépassent ces montants maximaux. La différence correspondante reste en principe non couverte en vertu de l'article 4, alinéa 3, OApEI.

Alternativement, le gestionnaire de réseau de distribution peut, sur la base de l'article 6, alinéa 5, LApEI, prendre en compte les rétributions de reprise correspondantes par le biais de la méthode du prix moyen. Cela signifie que les coûts imputables sont répartis entre les consommateurs finaux en approvisionnement de base et ceux du marché libre en fonction des quantités d'énergie fournies. Dans ce cas, les montants maximaux prévus à l'article 4, alinéa 3, OApEI ne s'appliquent pas et l'article 6, alinéa 1, LApEI en lien avec l'article 4, alinéa 1, OApEI, selon lequel le caractère équitable des tarifs se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace et sur les contrats d'achat à long terme, doit être respecté.

32. Quels sont les délais de résiliation applicables lorsqu'un producteur souhaite vendre son électricité à un acheteur tiers plutôt qu'à son gestionnaire de réseau de distribution local ? Le producteur peut-il à nouveau se prévaloir ultérieurement de l'obligation de reprise et de rétribution prévue à l'article 15, alinéa 1, LEné ?

Introduit avec mise à jour du 20 septembre 2022, éliminé avec mise à jour du 14 novembre 2023

Il est renvoyé à la question 1.6 de la [communication «Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050»](#).

E. Annexe : tableau de concordance

	Communication du 7 décembre 2021	Mise à jour du 15 mars 2022	Mise à jour du 24 mai 2022	Mise à jour du 9 août 2022	Mise à jour du 2 septembre 2022	Mise à jour du 18 novembre 2022	Mise à jour du 26 janvier 2023
Question	1.	1.	1.	1.	1.	1.	1.
	-	-	-	-	-	-	2.
	-	-	-	-	-	-	3.
	-	-	-	-	-	-	4.
	-	-	-	-	-	-	5.
	-	-	-	-	-	-	6.
	-	2.	2.	2.	2.	2.	7.
	-	-	-	-	-	3.	8.
	-	-	-	-	-	4.	9.
	-	-	-	-	2a.	5.	10.
	-	-	-	-	-	-	11.
	-	-	-	-	-	-	12.
	2.	3.	3.	3.	3.	6.	13.
	3.	4.	4.	4.	4.	7.	14.
	-	-	5.	5.	5.	8.	15.
	-	-	-	-	-	-	16.
	4.	5.	6.	6.	6.	9.	17.
	5.	6.	7.	7.	7.	10.	18.
	6.	7.	8.	8.	8.	11.	19.
	7.	8.	9.	9.	9.	12.	20.
	8.	9.	10.	10.	10.	13.	21.
	9.	10.	11.	11.	11.	14.	22.
	10.	11.	12.	12.	12.	15.	23.
	-	-	-	-	12a.	16.	24.
	11.	12.	13.	13.	13.	17.	25.
	-	-	-	-	-	18.	26.
	-	-	-	-	-	-	27.
	12.	13.	14.	14.	14.	19.	28.
	-	-	-	-	-	-	29.
	-	-	-	-	-	20.	30.
	-	-	-	15.	15.	21.	31.
	-	-	-	-	16.	22.	32.