

Injection d'énergie de réseau issue d'installations photovoltaïques

Droit à la commercialisation directe, rétribution de reprise de l'électricité, coûts et délais de changement

Le 15 février 2023

1. Contexte et problématique

En raison de l'évolution des prix de l'électricité ces derniers mois, plusieurs participants au marché ont commencé à démarcher activement les petits producteurs d'énergie photovoltaïque. Les tarifs de reprise des différents gestionnaires de réseau de distribution (GRD) étant extrêmement variables, il y a fort à parier que les clients finaux disposant de leur propre installation PV (appelés *prosumers*) soient de plus en plus nombreux à vouloir vendre l'énergie qu'ils produisent au participant au marché le plus offrant (en termes de prix). Face à ce constat, les questions suivantes se posent:

- a) Quelle est la base légale permettant au petit producteur de choisir librement son acheteur d'électricité?
- b) Qui assume les coûts de changement en cas de passage à un autre acheteur d'électricité?
- c) Le GRD dans la zone duquel se trouve l'installation de production photovoltaïque est-il tenu de prendre en charge les coûts de mesure liés à l'injection?
- d) Existe-t-il des prescriptions en matière de délais de changement?

2. Point de vue de l'AES sur ce sujet

2.a) Quelle est la base légale permettant au petit producteur de choisir librement son acheteur d'électricité?

L'injection et la rétribution de l'électricité issue d'installations photovoltaïques sont régies par la Loi sur l'énergie (LEne) et l'Ordonnance sur l'énergie (OEné). Conformément à l'art. 15 LEne et à l'art. 11 OEné, les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer, dans leur zone de desserte, le courant renouvelable produit par des installations dont la puissance à injecter n'excède pas 3 MW ou dont la production annuelle n'excède pas 5000 MWh. Le producteur, en revanche, n'a pas l'obligation de fournir son électricité au GRD dont dépend l'installation de production. Il peut tout à fait vendre lui-même son courant sur le marché dans le sens d'une commercialisation directe (art. 21, al. 2 LEne).

Aucune réglementation analogue à l'obligation de reprise et de rétribution du GRD n'impose au producteur (dit *prosumer*) de fournir son énergie au GRD assurant l'approvisionnement de base. Conclusion: le producteur est libre soit de proposer son électricité à son GRD «attitré» en le laissant se charger de la commercialiser, soit de proposer son électricité à un tiers en la commercialisant directement.

Si un producteur qui avait fait le choix de la commercialisation directe et vendait donc lui-même son courant sur le marché exprime sa volonté de revenir à son GRD «attitré», ce dernier est tenu de reprendre l'électricité ainsi proposée. En effet, aucune disposition légale ne prévoit que l'obligation de reprise et de rétribution cesse de s'appliquer lorsqu'un producteur a vendu son énergie à un tiers pendant une durée déterminée. Si les conditions requises sont réunies, le gestionnaire de réseau ne peut donc pas refuser de reprendre et de rétribuer l'électricité qui lui est offerte¹.

En vertu de l'art. 13 LApEI, les gestionnaires de réseau sont tenus de garantir l'accès au réseau de manière non discriminatoire. Si, aux termes de la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), les clients finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh ne bénéficient pas de l'accès au réseau (art. 6, al. 2 LApEI), il n'existe en revanche pas de limitation légale du droit d'accès au réseau pour les producteurs (art. 13 LApEI). Chaque producteur a par conséquent le droit de choisir librement son acheteur d'électricité.

2.b) Qui assume les coûts de changement en cas de passage à un autre acheteur d'électricité?

Les coûts de changement recouvrent les coûts liés au changement d'acheteur d'électricité (GRD). Les coûts qu'occasionne une telle démarche pour le gestionnaire de réseau sont imputables et doivent donc être affectés aux coûts de réseau. À ce titre, ils peuvent être intégrés aux tarifs d'utilisation du réseau et ne sont donc pas facturables individuellement aux producteurs. Il en va de même pour les coûts afférents à la réintégration du réseau local.

Cette règle connaît une exception lorsque le changement d'acheteur nécessite l'installation d'un système de mesure intelligent (*smart meter*) sur une installation de production raccordée au réseau électrique avant le 1^{er} janvier 2018. Dans ce cas de figure, les gestionnaires de réseau ont le droit – mais pas l'obligation – d'installer des *smart meters* aux frais du réseau. Si le GRD en pose sur ce type d'installations à la demande des producteurs pour leur permettre de vendre l'énergie injectée à des tiers, il peut leur facturer le coût du compteur et de sa pose (s'ils font l'objet d'une facturation individuelle, ces coûts ne peuvent pas, en toute logique, être intégrés aux tarifs d'utilisation du réseau)².

Les installations raccordées au réseau électrique après le 1^{er} janvier 2018 doivent être équipées d'un système de mesure intelligent (*smart meter*) (art. 31e, al. 2, let. b OApEI). Les exploitants des installations de production concernées peuvent exiger de leur gestionnaire de réseau la pose d'un *smart meter* qui leur permette de fournir aux acheteurs tiers d'électricité les données requises à intervalles de 15 minutes.

Comme expliqué au point 2.c) ci-après, les coûts de mesure sont en théorie considérés comme des coûts de réseau imputables. Les autres coûts extraordinaires doivent être examinés au cas par cas. Les dépenses liées au conseil dispensé aux producteurs ou les prestations similaires sans lien avec un changement d'acheteur d'électricité ne peuvent par exemple pas être intégrées aux coûts de réseau et font l'objet d'une réglementation contractuelle entre le producteur et le GRD. En vertu du principe de causalité, ces coûts pourraient tout à fait être à la charge du producteur.

2.c) Le GRD dans la zone duquel se trouve l'installation de production photovoltaïque est-il tenu de prendre en charge les coûts de mesure liés à l'injection?

¹ Cf. communication de l'EiCom du 7 décembre 2021: Hausse des prix de l'électricité: questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie électrique en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité

² Cf. communication de l'EiCom du 7 décembre 2021 / Mise à jour du 26 janvier 2023 (lien)

Les coûts de mesure sont en théorie des coûts qui peuvent être imputés aux tarifs d'utilisation du réseau. Dès lors qu'ils sont assimilés à des coûts de réseau imputables, les coûts inhérents au passage d'un producteur à la commercialisation directe ne peuvent pas lui être facturés en tant que coûts de changement (Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH [SCCD-CH], section 6.2, chiffre 3 relatif à la structure du compte des coûts par unité d'imputation).

Les bases légales s'appliquent en principe à toutes les installations photovoltaïques, indépendamment de leur taille (< 30 kVA et > 30 kVA).

2.d) Existe-t-il des prescriptions en matière de délais de changement?

Un producteur est libre de vendre l'excédent d'électricité qu'il n'utilise pas à son GRD «attitré» ou à un tiers. Il jouit de ce droit indépendamment de la puissance de son installation. Il est donc a priori libre de vendre son électricité à l'acheteur de son choix.

Le gestionnaire de réseau de distribution a une *obligation* de reprise, mais *aucun plein droit* de reprise de l'électricité produite par les installations photovoltaïques au sein du réseau de distribution.

Contrat de reprise, réglementation des délais de résiliation et processus de changement: La relation entretenue par le gestionnaire de réseau de distribution et le producteur d'énergie dans le cadre de la reprise de l'électricité produite par des installations photovoltaïques ne fait l'objet d'aucune réglementation particulière du législateur (hormis l'obligation de reprise du GRD). Elle est donc par défaut soumise aux dispositions générales du droit des contrats régi par le Code des obligations. La définition du contrat est laissée à la libre appréciation des parties, qui peuvent par conséquent fixer les délais de résiliation et les modalités de changement de leur choix dans le cadre de leur liberté contractuelle. Si les parties contractantes ont omis de régler explicitement les conditions de la résiliation, il faut, en cas de litige, tenter de parvenir à un accord qui soit dans l'intérêt des deux parties sur la base de critères objectifs (quelle aurait été la décision des parties si elles avaient prévu des règles précises au moment de la conclusion du contrat?).

En cas de changement d'acheteur, l'AES préconise un délai de résiliation de trois mois, qui est d'ailleurs le délai standard généralement prévu par les contrats. Ce préavis de trois mois s'applique également au passage d'une production avec consommation propre à une production sans consommation propre et vice-versa, dans le cadre de l'obligation de reprise et de rétribution (cf. art. 11, al. 3 OEnE). Un délai plus court ou plus long peut bien entendu être convenu d'un commun accord entre les deux parties.

Les contrats passés entre les gestionnaires de réseau et les producteurs sont en principe des contrats de marché soumis à la liberté contractuelle. Les dispositions de la LEnE et de l'OEnE relatives à la rétribution de reprise de l'électricité ne s'appliquent, au sens d'une réglementation minimale, que si les parties ne peuvent pas s'entendre autrement (cf. le rapport explicatif relatif à la révision totale de l'ordonnance sur l'énergie de novembre 2017, p. 14). Les tribunaux civils ordinaires ont donc compétence pour juger les litiges découlant de tels contrats, pour autant que les dispositions de la LEnE et de l'OEnE ne prévoient pas un autre for.

Exception: délai de réintégration en cas de retour au gestionnaire de réseau «attitré»: Si un producteur a cédé son électricité à un tiers pour une durée déterminée et qu'il souhaite revenir à son gestionnaire de réseau «attitré», l'obligation de reprise et de rétribution prévue à l'art. 15 LEnE et à l'art. 11 OEnE s'applique par principe. Il n'existe pas de délai légal pour la réintégration. Si aucun motif particulier ne peut être invoqué (des raisons techniques impératives, p. ex.) et que le gestionnaire de réseau ne parvient pas à s'entendre

avec le producteur, il faut s'attendre, en cas de litige, à voir appliquer les délais de changement ordinaires prévus par le document de la branche SDAT-CH 2022 (au moins dix jours ouvrables). L'EICom est compétente pour trancher en cas de litige portant sur le délai de réintégration du réseau local, conformément à l'art. 62, al. 3 LEné.

3. Position de l'AES concernant une future réglementation légale

3.1 Créer un organe de reprise centralisé et mettre en place une rétribution uniforme, alignée sur le marché

Dans sa réponse à la consultation sur la LEné³, l'AES demande une révision de l'obligation de reprise et de rétribution. Elle recommande notamment la mise en place d'un organe centralisé qui assure la reprise et la rétribution de l'énergie injectée. Elle réclame également un nouveau cadre juridique simple pour instaurer un tarif uniforme à l'échelle suisse, basé sur le prix de marché de référence.

3.2 Créer un organe centralisé assurant la reprise de 34 TWh d'électricité en lieu et place de 600 solutions différentes

Les Perspectives énergétiques 2050+ prévoient un développement massif du photovoltaïque (passage d'une production de 2,6 TWh en 2020 à 34 TWh environ en 2050). La majorité des installations photovoltaïques seront de petites installations sur toitures. La réglementation actuelle oblige les gestionnaires de réseau de distribution à reprendre et à rétribuer toute l'électricité ainsi produite. Le système en place, dans lequel chacun des gestionnaires de réseau de distribution (plus de 600 au total) reprend et vend l'énergie à ses propres conditions, ne tiendra pas la route face à de tels volumes. Il faut un organe centralisé qui garantisse la reprise du courant à un taux de rétribution uniforme dans toute la Suisse. Dans le cadre de la réglementation actuellement en vigueur, les quelques clients locaux à l'approvisionnement de base devraient supporter seuls les dépenses découlant de l'obligation de reprise et de rétribution, en particulier chez les gestionnaires de réseau de distribution des régions rurales qui disposent de nombreuses et vastes surfaces de toiture pour un faible nombre de clients finaux.

3.3 Éviter les conflits de rôles entre exploitation du réseau et négoce d'électricité

L'obligation de reprise qui s'applique aujourd'hui contraint les gestionnaires de réseau de distribution à commercialiser l'électricité excédentaire. Ils passent ainsi involontairement du statut de gestionnaire de réseau à celui de négociant en électricité, ce qui ne risque pas de contribuer à la séparation du monopole du réseau et de l'approvisionnement en énergie sur le marché. En cas d'injection d'électricité au niveau de réseau 5, auquel aucun consommateur final n'est raccordé, la création d'un organe centralisé de reprise du courant permettrait par ailleurs de résoudre la question de la prise en charge des coûts. Transférer l'obligation de reprise et de rétribution à un organe centralisé permettrait en fin de compte de réduire la charge de travail administrative, d'accélérer les processus de traitement et de diminuer les coûts de transaction, ce qui est dans l'intérêt de tous et toutes.

³ Prise de position concernant la révision de la Loi sur l'énergie

Bases légales

- Loi sur l'énergie (LEne), Ordonnance sur l'énergie (OEne), Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Source (faits, études)

- [Communication de l'ECom du 7 décembre 2021](#) / Mises à jour des 15 mars, 24 mai, 9 août, 20 septembre et 18 novembre 2022: Hausse des prix de l'électricité: questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité

Documents de l'AES en lien avec cette thématique

- Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH (SCCD-CH)
- Échange de données standardisé pour le marché du courant électrique CH (SDAT-CH 2022)

Renseignements

Jürg Müller

Téléphone: 062 825 25 40

E-mail: juerg.mueller@strom.ch

Association des entreprises électriques suisses

Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, www.electricite.ch

Égalité linguistique entre les genres:

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.